



ДЛЯ УЧАЩИХСЯ ТЕХНИКУМОВ

А. И. ГОНЧАРУК

**РАСЧЕТ
И КОНСТРУИРОВАНИЕ
ТРАНСФОРМАТОРОВ**



А. И. ГОНЧАРУК

РАСЧЕТ И КОНСТРУИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Допущено Министерством электротехнической промышленности и приборостроения в качестве учебника для техникумов

~132/31

МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1990

ББК 31.261.8

Г 65

УДК 621.314.21.001.24 (075.32)

Рецензенты В. Ш. Аншин, Г. В. Мурашов, Н. Н. Хубларов
Редактор издательства И. В. Боцманова

Гончарук А. И.

Г 65 Расчет и конструирование трансформаторов:
Учеб. для техникумов.— М.: Энергоатомиздат,
1990.— 256 с.: ил.

ISBN 5-283-00610-7

Изложена методика расчета силовых трансформаторов общего назначения. Описаны конструкции и устройство элементов трансформатора. Даны примеры расчета и необходимые для расчета сведения по конструкции магнитных систем, обмоток, систем охлаждения, а также необходимые справочные материалы. Указаны некоторые перспективы развития проектирования трансформаторов.

Предназначена для учащихся техникумов по специальности «Производство электрических машин и аппаратов».

Г 2202070300-367 89-90
051(01)-90

ББК 31.261.8

Учебное издание

ГОНЧАРУК АЛЕКСАНДР ИВАНОВИЧ

Расчет и конструирование трансформаторов

Редактор В. Ш. Аншин

Зав. редакцией М. П. Соколова

Редактор издательства И. В. Боцманова

Художественные редакторы: В. А. Гозак-Хозак, Г. И. Панфилова

Технические редакторы О. Д. Кузнецова, В. В. Хапаева

Корректор З. Б. Драновская

ИБ 2242

Сдано в набор 12.03.90. Подписано в печать 22.08.90. Формат 60×
×88¹/₁₆. Бумага офсетная № 2. Гарнитура литературная. Печать
офсетная. Усл. печ. л. 15,68. Усл. кр.-отг. 16,04. Уч.-изд. л. 16,73.
Тираж 28 000 экз. Заказ 148. Цена 50 к.

Энергоатомиздат. 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, Валуевская, 28

ISBN 5-283-00610-7

© Автор. 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Поскольку за последние десятилетия в области создания трансформаторов произошли значительные изменения, а со времени издания учебника для техникумов по расчету и конструированию трансформаторов [2] прошло около двадцати лет, то можно понять объективную необходимость в книге, соответствующей программе курса и отражающей последние достижения в трансформаторостроении.

В данной книге рассмотрены вопросы проектирования силовых масляных трансформаторов общего назначения напряжением до 35 кВ включительно (I—III габаритов, т. е. мощностью до 6300 кВ·А с регулированием напряжения при отключенной нагрузке).

Изложенная учебная методика расчета указанных выше трансформаторов, справочные данные, необходимые для выполнения такого расчета, примеры расчета по разделам и курсового проекта соответствуют программе техникума.

Книга содержит материал о последних достижениях в трансформаторостроении, конструкциях трансформаторов и его частей, как активных, так и конструктивных, а также вспомогательных устройств.

Материал соответствует теоретической и практической подготовке учащихся, приступающих к изучению предмета.

Автор считает своим приятным долгом выразить благодарность Н. Н. Хубларову, В. Ш. Аншину и Г. В. Мурашову за ценные замечания, которые были учтены при работе над рукописью.

Все замечания и пожелания по книге просим направлять по адресу: 113114, Москва, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Производство электрической энергии на крупных электростанциях с генераторами большой единичной мощности, размещаемых вблизи расположения топливных и гидравлических энергоресурсов, позволяет получать в этих районах необходимые количества электрической энергии при относительно невысокой ее стоимости. Использование дешевой электрической энергии потребителями, которые находятся на значительном расстоянии, иногда измеряемом сотнями и тысячами километров, и рассредоточены по обширной территории страны, требует создания сложных разветвленных электрических сетей.

Силовой трансформатор является одним из важнейших элементов электрической сети. Передача электрической энергии на большие расстояния от места ее производства до места потребления требует в современных сетях не менее чем шестикратной трансформации в повышающих и понижающих трансформаторах. Так, при напряжении на шинах электростанции 15,75 кВ в современной сети часто применяется последовательность шести трансформаций напряжения с учетом падения напряжения на линиях передачи: 15,75 на 525 кВ; 500 на 242 кВ; 230 на 121 кВ; 115 на 38,5 кВ; 35 на 11 кВ; 10 на 0,4 или 0,69 кВ.

Необходимость распределения энергии между многими мелкими потребителями приводит к значительному увеличению числа отдельных трансформаторов по сравнению с числом генераторов. При этом суммарная мощность трансформаторов в сети на каждой последующей ступени с более низким напряжением в целях более свободного маневрирования энергией выбирается обычно большей, чем мощность предыдущей ступени более высокого напряжения. Вследствие этого общая мощность всех трансформаторов, установленных в сети, в настоящее время превышает общую генераторную мощность в 8—10 раз. В ближайшие 10—15 лет это отношение может повыситься.

Следует отметить, что по мере удаления от электростанции единичные мощности трансформаторов уменьшаются, а удельный расход материалов на изготовление трансформатора и потери, отнесенные к единице мощности, а также цена 1 кВт потерь возрастают. Поэтому значительная часть материалов, расхо-

дуемых на все силовые трансформаторы, вкладывается в наиболее отдаленные части сети, т. е. в трансформаторы с высшим напряжением 35 и 10 кВ. В этих же трансформаторах возникает большая часть потерь энергии, оплачиваемых по наиболее дорогой цене.

Уменьшение потерь холостого хода (ХХ) достигается главным образом путем все более широкого применения холоднокатаной рулонной электротехнической стали с улучшенными магнитными свойствами — низкими и особо низкими удельными потерями и низкой удельной намагничивающей мощностью. Применение этой стали, обладающей анизотропией магнитных свойств и очень чувствительной к механическим воздействиям при обработке (продольной и поперечной резке рулона на пластины), к толчкам и ударам при транспортировке пластин, к ударам, изгибам и сжатию пластин при сборке магнитной системы и остова сочетается с существенным изменением конструкций магнитных систем, а также с новой прогрессивной технологией заготовки и обработки пластин и сборки магнитной системы и остова.

В новых конструкциях применяются косые стыки пластин в углах магнитной системы, стяжка стержней и ярм кольцевыми бандажами вместо сквозных шпилек в старых конструкциях и многоступенчатая форма сечения ярма в плоских магнитных системах. Все более широкое применение находят пространственные магнитные системы, навитые из ленты холоднокатаной стали. Это позволяет уменьшить расход активной стали, потери и ток ХХ.

Уменьшение потерь короткого замыкания (КЗ) достигается главным образом понижением плотности тока за счет увеличения массы металла в обмотках. Кроме того, это достигается заменой медного провода алюминиевым в силовых трансформаторах общего назначения мощностью до 16 000 кВ·А.

В настоящее время для силовых трансформаторов установлены две категории качества. К высшей категории относятся трансформаторы, технико-экономические показатели которых находятся на уровне лучших мировых достижений или превосходят их; к первой категории — трансформаторы, технико-экономические показатели которых находятся на уровне современных требований народного хозяйства и отвечают нормативно-техническим документам. В качестве основных критериев для отнесения трансформаторов к той или иной категории служат: значения потерь ХХ и КЗ, тока ХХ, масса трансформатора, отнесенная к единице мощности, и другие показатели.

Одной из важных задач является повышение эффективности использования материальных ресурсов в трансформаторостроении — материалов, топлива и энергии. Эта задача решается в сложном комплексе мероприятий, направленных на уменьшение

расхода активных, изоляционных и конструктивных материалов и на уменьшение размеров трансформатора.

Уменьшение расхода электротехнической стали при стабильности допустимой индукции достигается в настоящее время за счет изменения конструкции магнитной системы, например путем перехода от плоских к пространственным магнитным системам.

Сокращение расхода изоляционных материалов, трансформаторного масла и металла, употребляемого на изготовление баков и систем охлаждения, достигается путем допустимого снижения испытательных напряжений и уменьшения изоляционных расстояний при улучшении изоляционных конструкций на основе совершенствования технологии обработки изоляции и применения новых средств защиты трансформаторов от перенапряжений. Большой эффект в деле экономии конструктивных материалов дает также применение новых систем форсированного охлаждения трансформаторов с направленной циркуляцией масла в каналах обмоток и эффективных охладителей.

Рост единичных мощностей и номинальных напряжений советских трансформаторов по годам показан в табл. В.1.

Для обеспечения экономичности работы электрических сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителями, т. е. для поддержания постоянства напряжения, возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Современными стандартами предусмотрен выпуск с РПН всех понижающих трансформаторов и автотрансформаторов классов напряжения 110, 150, 220, 330 и 500 кВ. При этом у двух- и трехобмоточных трансформаторов, как правило, напряжение регулируется при помощи устройства для переключения ответвлений в нейтральной обмотки высшего напряжения. У автотрансформаторов напряжение регулируется у линейного конца обмотки среднего напряжения и в отдельных случаях вблизи нейтрали обмоток.

Для обеспечения все возрастающей потребности в силовых трансформаторах предельных мощностей и сверхвысоких классов

Таблица В.1. Рост мощностей и напряжений отечественных трансформаторов по годам

Год выпуска	Число фаз	Мощность, кВ·А	Напряжение ВН, кВ	Год выпуска	Число фаз	Мощность, кВ·А	Напряжение ВН, кВ
1931	1	3333	110	1967	3	630 000	220
1933	1	20 000	220	1967	1	417 000	750
1939	1	40 000	220	1969	3	400 000	500
1955	3	70 000	110	1971	3	1 000 000	330
1956	1	135 000	400	1972	1	210 000	1150
1959	1	135 000	500	1976	1	667 000	1150
1959	3	240 000	220	1978	3	1 000 000	500
1963	3	400 000	330	1979	3	1 250 000	330

напряжения Минэлектротехпром в ближайшие 15 лет планирует проведение комплекса научно-исследовательских работ, направленных на получение научно-исследовательского задела по созданию оборудования на предельно рациональные мощности и новые сверхвысокие классы напряжений (СВН) 1150, 1500 кВ и выше.

Особое внимание будет уделено разработке изоляции силовых и измерительных трансформаторов на новый класс напряжения 1800 кВ переменного тока и ± 1250 кВ постоянного тока, а также работе по усовершенствованию изоляции с целью обеспечения создания транспортабельных конструкций трехфазных трансформаторов мощностью 1000—1250—1600 МВ·А напряжением 330, 500 и 750 кВ, однофазных трансформаторов групповой мощностью до 3000 МВ·А.

В области электромагнитных и электродинамических вопросов намечается проведение исследований:

по дальнейшему повышению электродинамической стойкости трансформаторов при КЗ и созданию возможности проведения электродинамических испытаний и трансформаторов мощностью до 500 МВ·А;

по дальнейшему снижению шума в трансформаторах;

по широкому внедрению на предприятиях подотрасли новых марок трансформаторной стали, новых конструкций магнитопроводов;

по нагрузочной способности и перевозбуждению трансформаторов;

методов и средств контроля температуры наиболее нагретых точек силовых трансформаторов;

методов диагностики повреждений трансформаторов в условиях эксплуатации;

аппаратуры для контроля внешних воздействий (КЗ) на трансформаторы в эксплуатации и другие исследования.

Контрольные вопросы

1. Роль трансформатора в энергетике страны.
2. Пути снижения потерь в трансформаторах.
3. Пути снижения затрат на производство новых конструкций трансформаторов.

Глава первая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.1. Устройство силового трансформатора

Современный трансформатор — сложное устройство, состоящее из большого числа узлов, деталей и металлоконструкций. Основными частями трансформатора являются *магнитная система (магнитопровод)* и *обмотки*. Магнитная система служит для локализации в ней основного магнитного поля трансформатора.

Обмотка — совокупность витков из проводников, в которой суммируются наведенные в них ЭДС для получения высшего, среднего или низшего напряжений (ВН, СН или НН) трансформатора. Электротехническая сталь и медь (алюминий), из которых изготовлены магнитная система и обмотки с отводами, называют активными материалами.

Магнитная система в собранном виде с соединяющими ее деталями и ярмовыми балками образует *остов* трансформатора. Остов трансформатора с обмотками, отводами, элементами переключающего устройства и деталями для их механического крепления называют *активной частью* трансформатора.

Отводы служат для соединения обмоток с вводами и переключающим устройством, а переключающее устройство — для регулирования напряжения трансформатора. Активную часть воздушного трансформатора иногда закрывают кожухом (защищенное исполнение), который обеспечивает свободный доступ охлаждающего воздуха, защищая одновременно активную часть от попадания посторонних предметов.

Активную часть масляного трансформатора помещают в бак, заполняемый трансформаторным маслом или другим жидким диэлектриком, являющимся основной изолирующей средой и теплоносителем в системе охлаждения.

Бак состоит из дна, стенки, крышки. Бак со съемной крышкой

называют баком с верхним разъемом (обычно дно бака приварено к стенке); с разъемом вблизи дна (для отделения и подъема верхней части) — колокольным (обычно крышка приварена к стенке); с уплотнениями, исключающими сообщение между внутренним объемом и окружающим атмосферным воздухом, — герметичным.

На стенках бака размещают охладители, приводной механизм, иногда контакторы переключающего устройства, а также термосифонный фильтр, коробки контактных соединений для приборов контроля и сигнализации. Крышку бака используют для установки вводов, расширителя и предохранительной трубы.

Вводы служат для присоединения обмоток трансформатора к сети, расширитель — для компенсации колебаний уровня масла в баке при изменениях нагрузки и температуры окружающей среды. Расширитель всегда размещают выше уровня крышки.

Для защиты масла в расширителе от увлажнения используют воздухоосушитель, представляющий собой сосуд (заполненный силикагелем), который сообщается с одной стороны с атмосферным воздухом, а с другой — с воздухом, заполняющим внутренний объем расширителя над «зеркалом» масла.

Для наблюдения за уровнем масла в расширителе применяют маслоуказатели либо со стеклянной трубкой или пластиной, либо стрелочный. В трубопровод расширителя помещают газовое реле, реагирующее на выделение газа при повреждении в активной части трансформатора.

Предохранительная труба (иногда называемая выхлопной) — защитное устройство, предупреждающее повреждение бака при внезапном повышении внутреннего давления и представляющее собой стальной цилиндр, один конец которого сообщается с баком, а другой закрыт стеклянным диском.

В крышке устанавливают гильзы для датчиков термосигнализаторов, измеряющих температуру верхних слоев масла трансформатора. Термосигнализатор имеет электроконтактное устройство, которое включается при заранее заданной температуре. Контакты термосигнализатора включают сигнальную или иную цепь, предупреждая обслуживающий персонал о недопустимом повышении температуры масла в трансформаторе.

На рис. 1.1 показан трансформатор с расширителем и выхлопной трубой, на рис. 1.2 — герметичный трансформатор ТМВГ—250/10—85У1.

В герметичной конструкции внутренний объем трансформатора не имеет сообщения с окружающей средой. Трансформатор полностью (до крышки) заполнен под вакуумом трансформаторным маслом, расширители не устанавливаются. Температурные изменения объема масла, происходящие в процессе эксплуатации, компенсируются изменением объема за счет подвижности

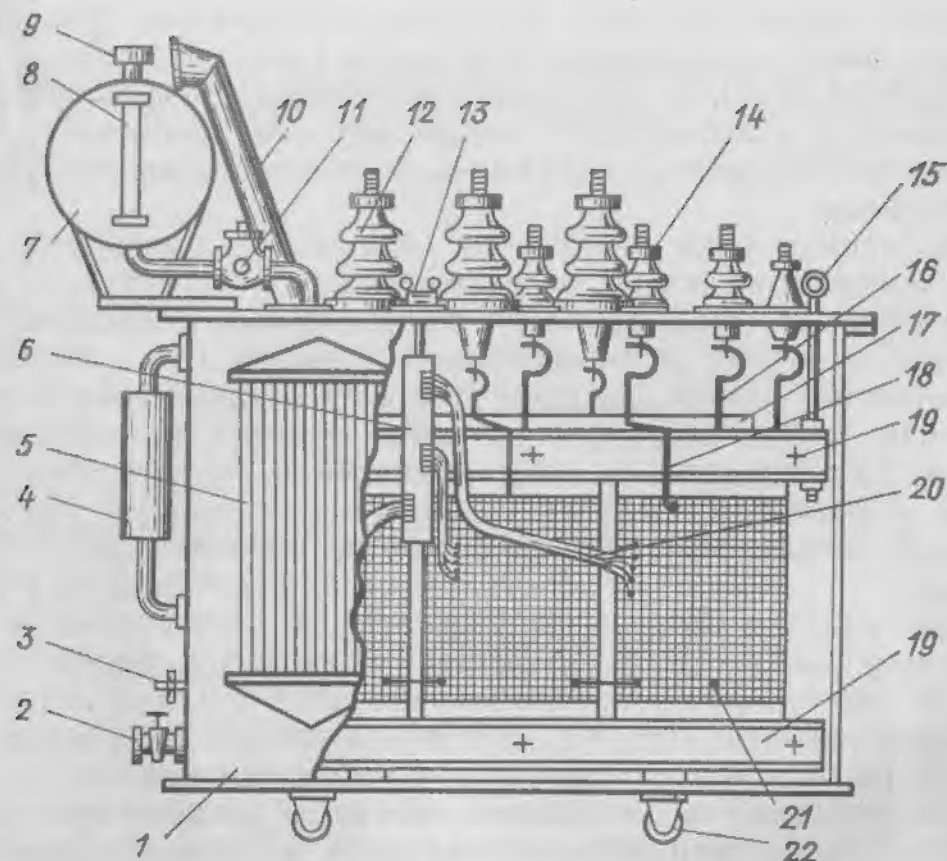


Рис. 1.1. Устройство силового трансформатора мощностью 1000—6300 кВ·А класса напряжения 35 кВ:

1 — бак, 2 — вентиль, 3 — зажим заземления, 4 — термосифонный фильтр, 5 — радиатор; 6 — переключатель, 7 — расширитель, 8 — маслоуказатель, 9 — воздухоосушитель, 10 — выпускная труба, 11 — газовое реле, 12 — ввод ВН; 13 — привод переключающего устройства; 14 — ввод НН; 15 — серьга для подъема, 16 — отвод НН, 17 — отвод ВН; 18 — отвод ВН; 19 — яровая балка остова (верхняя и нижняя); 20 — регулировочные отводы обмоток ВН; 21 — обмотка ВН (внутри НН); 22 — каток тележки.

гофрированных стенок баков. Герметичная конструкция позволяет отказаться от профилактических ремонтов в процессе эксплуатации трансформаторов.

Трансформатор состоит из активной части, бака, крышки бака с вводами ВН и НН и выведенным на крышку приводом переключателя. Активная часть жестко соединена с крышкой бака. Магнитопровод трансформатора — витой про- странственный, изготовлен из лент электротехнической стали.

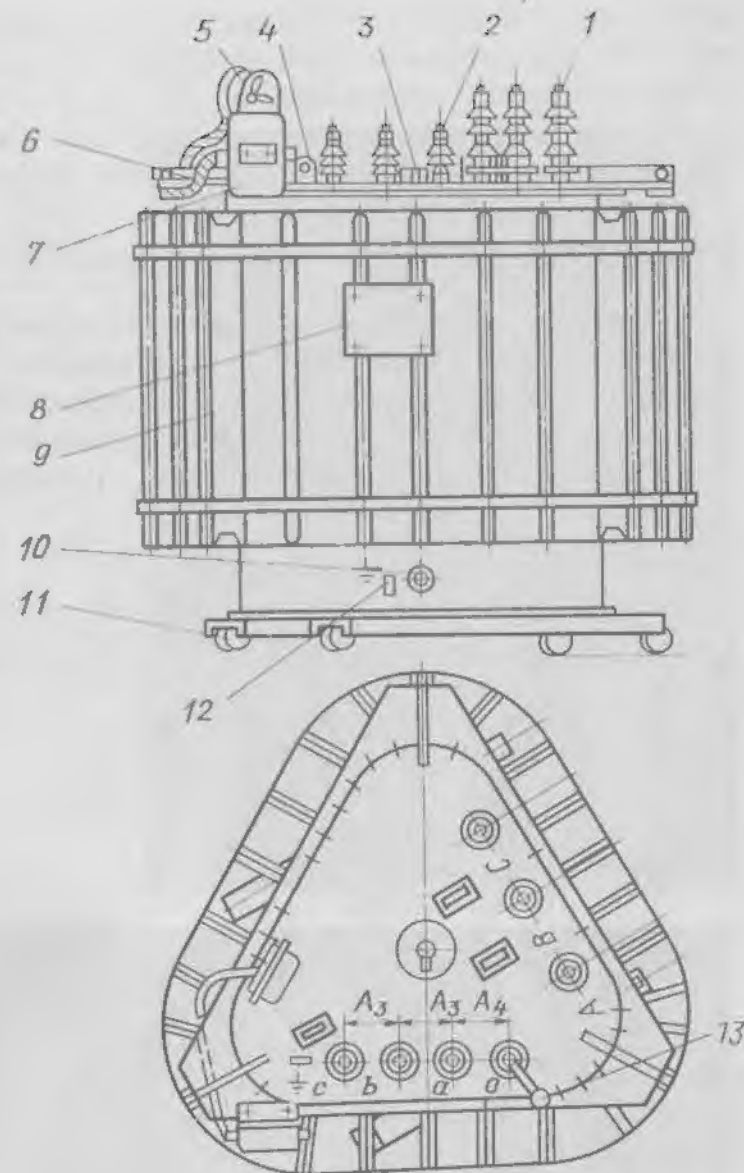
Обмотки — многослойные цилиндрические, изготовлены из провода АПБ, вмотанные.

Отводы ВН выполнены медным проводом с усиленной бумажной изоляцией, отводы НН — из алюминиевой шины. Переключатель трансформатора установлен на активной части.

Сварной бак трансформатора состоит из верхней рамы, гофрированной стенки, обечайки, дна с приваренными к нему швеллерами. Бак трансформатора в плане имеет треугольную форму. В нижней части баков находятся узел заземления и сливная

Рис. 1.2. Устройство герметичного трансформатора ТМВГ—250/10:

1 — ввод ВН; 2 — ввод НН; 3 — переключатель; 4 — серьга для подъема трансформатора; 5 — мановакуумметр; 6 — пластина для крепления на время транспортирования; 7 — коробка зажимов; 8 — табличка; 9 — бак; 10 — пробка сливная; 11 — каток транспортный; 12 — зажим заземления; 13 — предохранитель.



пробка. В приваренных ко дну бака швеллерах имеются отверстия для крепления трансформатора. На этих же швеллерах установлены переставные транспортные ролики, позволяющие осуществлять продольное или поперечное перемещение трансформатора.

На крышке трансформатора размещены вводы НН и ВН; привод переключателя; узел заземления крышки и активной части; патрубок для заполнения маслом трансформатора; мановакуумметр с краном, коробкой зажимов; серьги для подъема собранного и заполненного маслом трансформатора; пластины с отверстиями для крепления трансформатора на транспортных средствах на время транспортирования изделия.

Мановакуумметр снабжен электроконтактами, которые служат для включения в цепь сигнализации или отключения транс-

форматора в случае, если внутреннее давление в нем превышает предельно допустимое значение. Контакты мановакуумметра выведены на коробку зажимов.

Пробивной предохранитель, поставляемый по заказу потребителя, предназначен для защиты сети низкого напряжения.

1.2. Классификация трансформаторов

Силовые трансформаторы отличаются номинальной мощностью, классом напряжения, условиями и режимами работы, конструктивным исполнением. В зависимости от номинальной мощности и класса напряжения силовые трансформаторы подразделяются на несколько групп (различаются по габариту) соответственно табл. 1.1.

Таблица 1.1. Габарит трансформаторов

Габарит	Мощность, кВ·А	Классы напряжения, кВ
I	до 100	До 35
II	Свыше 100 до 1000	До 35
III	Свыше 1000 до 6300	До 35
IV	Свыше 6300	До 35
V	До 32 000	Свыше 35 до 110
VI	Свыше 32 000 до 80 000	До 330
VII	Свыше 80 000 до 200 000	До 330
VIII	Свыше 200 000	До 330
VIII	Независимо от мощности	Свыше 330
VIII	Независимо от мощности для ЛЭП постоянного тока	Независимо от напряжения

В зависимости от условий работы, характера нагрузки или режима работы силовые трансформаторы разделяются на трансформаторы общего назначения, регулировочные и трансформаторы специального назначения (шахтные, тяговые, преобразовательные, пусковые, электропечные и др.).

Промышленностью выпускаются силовые трансформаторы, предназначенные для работы в районах с умеренным, холодным и тропическим климатом, для установки на открытом воздухе или в помещении.

В зависимости от вида охлаждения различают: сухие, масляные трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком.

Для примера кратко охарактеризуем трансформаторы предельной мощности. Это трансформаторы и автотрансформаторы, которые спроектированы и изготовлены на базе последних достижений науки и техники и транспортируются по железной дороге.

Трехфазные трансформаторы мощностью 1250 МВ·А с высшим напряжением 330 кВ и 1000 МВ·А с высшим напряжением 500 кВ. (Мощность для трансформаторов предельной мощности удобнее указывать в мегавольт-амперах.)

На рис. 1.3. показан трансформатор ТЦ—1250000/330—79У1, соответствующий мировому уровню. Предназначен для работы в качестве главного повышающего трансформатора в блоке с турбогенератором 1000 МВт. Имеет одноконцентрическое исполнение обмоток, высокоэффективную схему канализации тепла и защиты от потоков рассеяния. Контрольно-измерительная аппаратура допускает включение трансформатора в автоматизированную систему управления блоком. На рис. 1.4 показан трансформатор

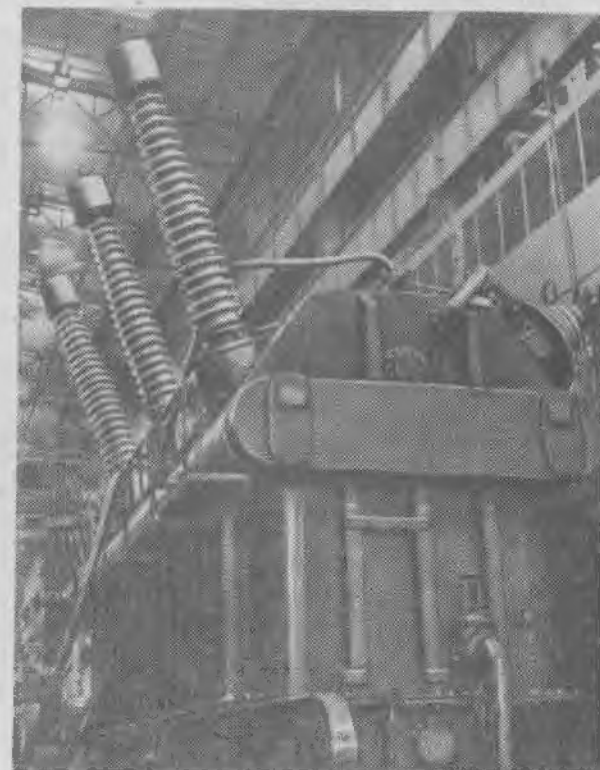


Рис. 1.3. Трансформатор ТЦ—1250000/330

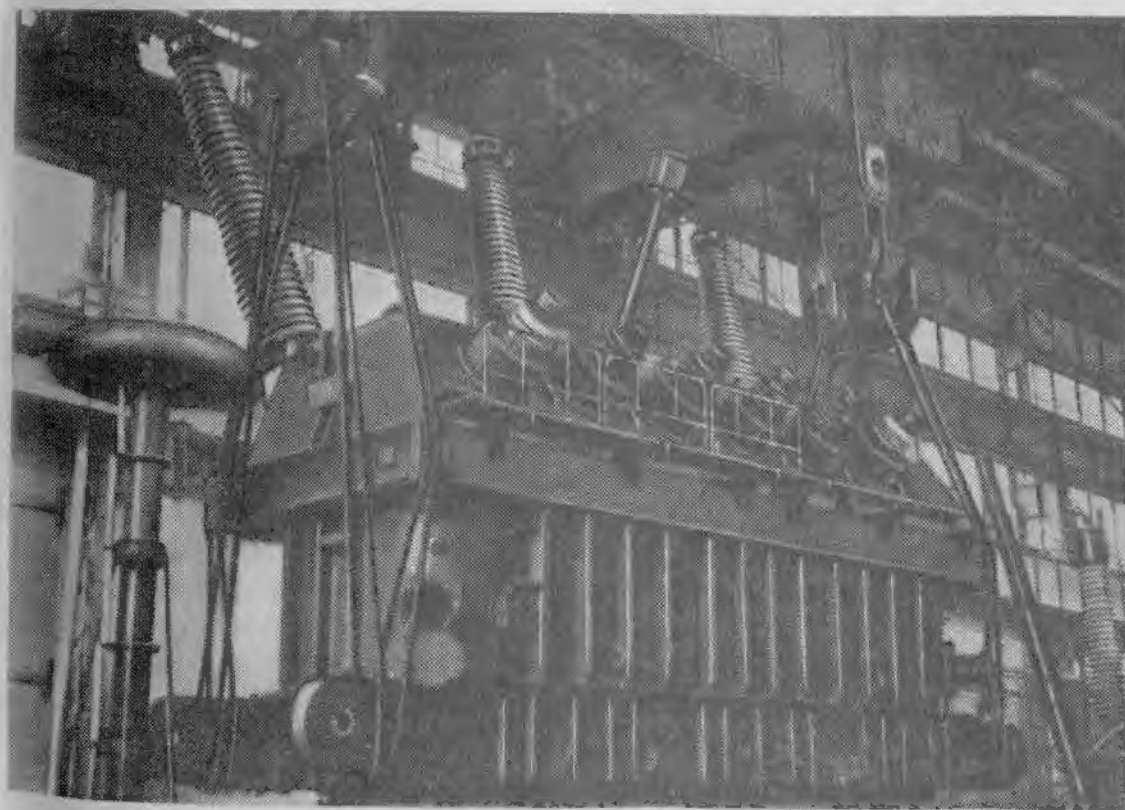


Рис. 1.4. Трансформатор ТЦ—1000000/500

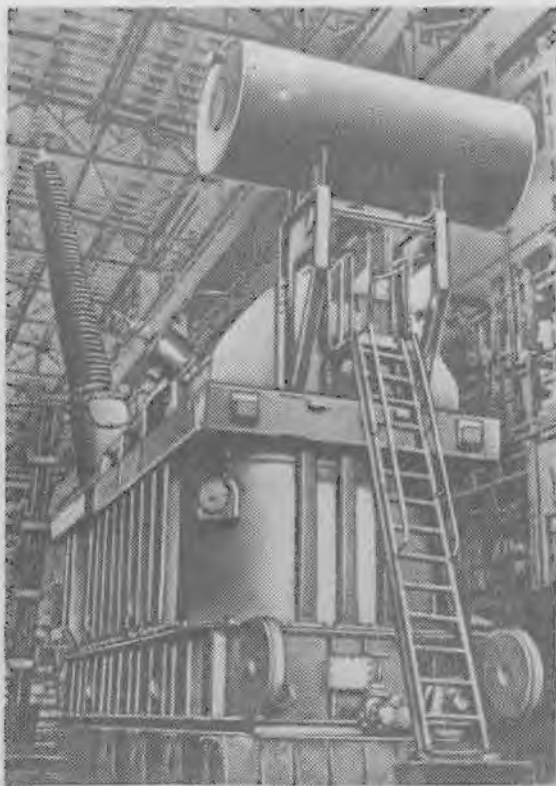


Рис. 1.5. Трансформатор ОРЦ—417000/750



Рис. 1.6. Автотрансформатор
АОДЦТ—667000/1150/500

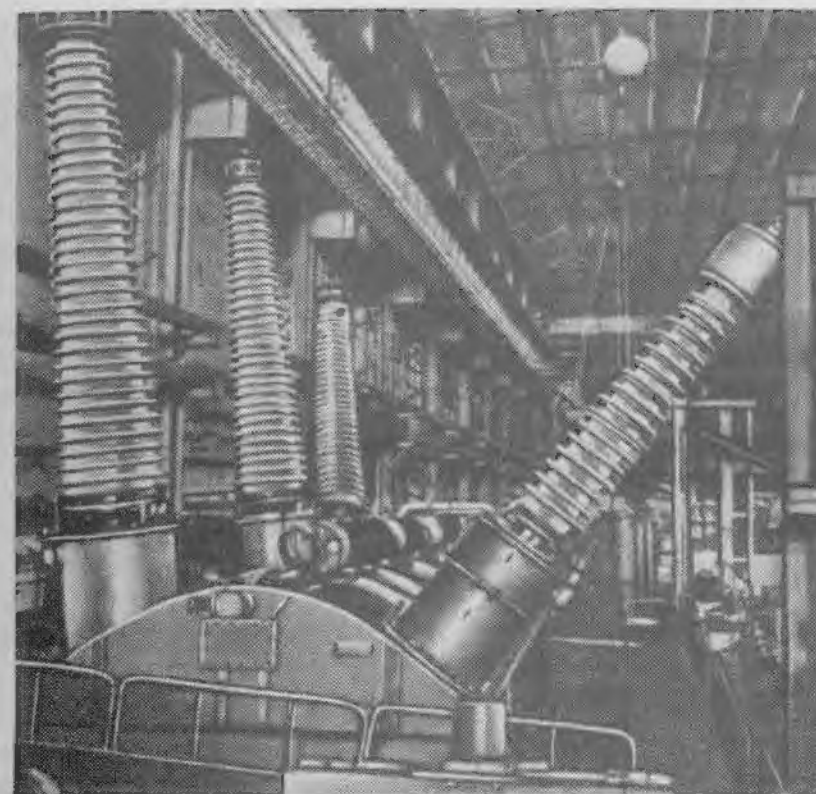


Рис. 1.7. Автотрансформатор АТДЦН—500000/500/220

ТЦ—1000000/500—78У1. Предназначен для работы на электростанциях в блоке с генератором 800 МВт. По техническим характеристикам находится на уровне лучших мировых образцов. Трансформатор имеет усовершенствованную конструкцию изоляции, направленную циркуляцию масла через обмотку НН.

Для получения большей мощности используют трехфазную группу из трех однофазных трансформаторов. Например, используют однофазные трансформаторы мощностью 533 МВ·А с высшим напряжением 500 кВ и 417 МВ·А с высшим напряжением 750 кВ.

На рис. 1.5 показан трансформатор ОРЦ—417000/750—77У1. Предназначен для работы в блоке с генератором в качестве повышающего трансформатора на атомных и тепловых электростанциях. Группа трансформаторов может работать в блоке с двумя генераторами мощностью 500 МВт или с одним генератором мощностью 800 или 1000 МВт. Обмотка НН расщеплена на две ветви. В конструкции трансформатора применена усовершенствованная система шунтирования магнитного потока рассеяния. Применен ряд новых конструктивных решений, благодаря которым уменьшена главная и продольная изоляция.

На рис. 1.6 показан автотрансформатор АОДЦТ—667000/1150/500—76У1 мощностью 667 МВ·А с высшим напряжением

1150 кВ. Он предназначен для связи электрических сетей переменного тока напряжением 1150 и 500 кВ. В однофазном автотрансформаторе значительно увеличена мощность, применена новая схема соединения обмоток, усовершенствована конструкция изоляции.

Транспортировка осуществляется с маслом на железнодорожном транспорте грузоподъемностью 500 т.

В двухобмоточном автотрансформаторе удалось получить мощность 500 МВ·А в трехфазном исполнении с высшим напряжением 500 кВ.

На рис. 1.7 показан автотрансформатор АТДЦН—500000/500/220—83У1 трехфазный двухобмоточный. Предназначен для связи линий электропередачи 500 и 220 кВ. Регулирование напряжения осуществляется под нагрузкой в диапазоне от +9,4 до —11,2% в нейтрали. Автотрансформатор выполнен без применяемой ранее третичной обмотки, соединенной в треугольник. Может эксплуатироваться при изменении температуры окружающего воздуха от +40 до —60° С и в условиях загрязненной атмосферы. Трансформаторное масло полностью защищено от контакта с атмосферой. Вводы ВН и НН герметичные. Охлаждение с принудительной циркуляцией масла через радиаторы, обдуваемые вентиляторами.

Для линий электропередачи постоянного тока создан однофазный преобразовательный трансформатор мощностью

320 МВ·А на напряжение $\pm 750/500$ кВ. Это трансформатор ОНДЦНП—320000/ $\pm 750/500$ —83У1, однофазный двухобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой и принудительно направленной циркуляцией масла, предназначен для связи энергосистем 500 кВ с преобразователями верхних мостов выпрямительной и инверторной подстанций электропередачи постоянного тока Экибастуз—Центр напряжением 1500 кВ. Большое внимание уделено конструкции главной и продольной изоляции. Для обеспечения электрической прочности широко используются детали сложной конфигурации, изготавливаемые из целлюлозной массы. Для снижения уровня добавочных потерь и перегревов все элементы металлоконструкций выполняются из маломагнитной стали.

1.3. Условные обозначения трансформаторов

Условное обозначение различных типов трансформаторов включает в себя:

- 1) буквенное обозначение, характеризующее число фаз, вид охлаждения, число обмоток и вид переключения ответвлений. Кроме вышеуказанных обозначений стандартами и техническими условиями на отдельные виды исполнений трансформаторов могут предусматриваться дополнительные буквенные обозначения, характеризующие особенности данного типа трансформатора;
- 2) обозначение номинальной мощности и класса напряжения;
- 3) обозначение климатического исполнения и категории размещения.

Буквенное обозначение трансформаторов состоит из следующих по порядку букв. Первая указывает число фаз: О — для однофазных трансформаторов; Т — для трехфазных. Следующие одна, две или три буквы указывают условное обозначение вида охлаждения согласно приведенному ниже:

Сухие трансформаторы

Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ
Воздушное с дутьем	СД

Масляные трансформаторы

Естественная циркуляция воздуха и масла	М
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла	МЦ
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла	НМЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	ДЦ

Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла	НДЦ
Принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла	МВ
Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла	Ц
Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	НЦ

Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком

Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем и с ненаправленным потоком жидкого диэлектрика	НД
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем и с направленным потоком жидкого диэлектрика	ННД

Буква Т — условное обозначение трехобмоточных трансформаторов; двухобмоточные обозначения не имеют. Буква Н указывает на наличие устройства РПН. Кроме того, для условного обозначения трансформаторов применяют следующие буквы: А — перед условным буквенным обозначением числа фаз для автотрансформаторов; Р — после условного обозначения числа фаз для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН; З — после условного обозначения вида охлаждения для герметичных масляных трансформаторов или с негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки; С или П в конце условного обозначения для трансформаторов собственных нужд или для линий передачи постоянного тока.

Номинальная мощность и класс напряжения указывают через тире после буквенного обозначения в виде дроби, числитель которой — номинальная мощность в киловольт-амперах, знаменатель — класс напряжения трансформатора в киловольтах. Если автотрансформатор имеет обмотку СН напряжением 110 кВ и выше, то в виде сложной дроби добавляется обозначение класса напряжения обмотки СН.

Исполнения трансформаторов, предназначенных для работы в соответствующих климатических районах, обозначают следующими буквами: У — для районов с умеренным климатом; ХЛ — для районов с холодным климатом; Т — для районов с тропическим климатом.

В зависимости от места размещения при эксплуатации различают следующие исполнения трансформаторов (по категориям):

Установка на открытом воздухе	1
Установка в помещениях, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от внешней среды	2
Закрытые помещения с естественной вентиляцией, где колебания температуры и влажности значительно меньше, чем на открытом воздухе	3

Закрытые помещения с искусственно регулируемым климатическими условиями

Помещения с повышенной влажностью

4
5

Примеры условных обозначений

ТМ—1000/35—73У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с естественным масляным охлаждением, регулирование напряжения при отключенной нагрузке, номинальная мощность 1000 кВ·А, класс напряжения 35 кВ, конструкция 1973 г., для умеренного климата, установка на открытом воздухе (рис. 1.1).

ТМВГ—250/10—85У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с естественным масляным охлаждением, регулирование напряжения при отключенной нагрузке, с навитой магнитной системой, герметичный, номинальная мощность 250 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, конструкция 1985 г., для умеренного климата, установка на открытом воздухе (рис. 1.2).

ТЦ—1250000/330—79У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией воды и масла с ненаправленным потоком масла, регулирование напряжения при отключенной нагрузке, номинальная мощность 1 250 000 кВ·А, класс напряжения 330 кВ, конструкция 1979 г., для умеренного климата, установка на открытом воздухе (рис. 1.3).

ОРЦ—417000/750—77У1 — однофазный двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН, с принудительной циркуляцией воды и масла с ненаправленным потоком масла, регулирование напряжения при отключенной нагрузке, номинальная мощность 417 000 кВ·А, класс напряжения 750 кВ, конструкция 1977 г., с умеренным климатом, установка на открытом воздухе (рис. 1.5).

АОДЦТ—667000/1150/500—76У1 — автотрансформатор однофазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, регулирование напряжения при отключенной нагрузке, номинальная мощность 667 000 кВ·А, класс напряжения обмотки ВН—1150 кВ, класс напряжения обмотки СН—500 кВ, конструкция 1976 г., для умеренного климата, установка на открытом воздухе (рис. 1.6).

АТДЦН—500000/500/220—83У1 — автотрансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, двухобмоточный, регулирование напряжения под нагрузкой, номинальная мощность 500 000 кВ·А, класс напряжения обмотки ВН—500 кВ, класс напряжения обмотки СН—220 кВ, конструкция 1983 г., для умеренного климата, установка на открытом воздухе (рис. 1.7).

ОНДЦНП—320000/±750/500—83У1 — однофазный двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с направленным потоком масла, регулирование

напряжения под нагрузкой, для линий передачи постоянного тока, номинальная мощность 320 000 кВ·А, напряжение постоянного тока 750 кВ, напряжение энергосистемы 500 кВ, конструкция 1983 г., для умеренного климата, установка на открытом воздухе

Основную номенклатуру силовых трансформаторов составляют масляные трансформаторы, в которых в качестве диэлектрика и охлаждающей жидкости применяется трансформаторное масло

Сухие силовые трансформаторы выпускаются сравнительно небольшой мощности (I—IV габарита). Сухие трансформаторы с негерметичным кожухом предназначены для установки только в закрытых помещениях.

Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком предназначены для работы в местах с повышенной загрязненностью и пожароопасностью, где установка сухих или масляных трансформаторов недопустима.

1.4. Стандартизация в трансформаторостроении

Одной из задач стандартизации в трансформаторостроении является установление единых требований к трансформаторам, отражающих потребности эксплуатации и условия работы силовых трансформаторов в сетях, с одной стороны, и современное состояние и возможности трансформаторостроения, с другой. Фиксируя определенное состояние трансформаторостроения, стандарт в то же время ставит новые требования, стимулирующие дальнейший прогресс в производстве трансформаторов. Периодический пересмотр стандартов и повышение заложенных в них требований позволяют систематически совершенствовать конструкцию существующих серий трансформаторов.

В связи с повышением общих требований, предъявляемых энергетикой к силовым трансформаторам, расширением шкалы мощностей и напряжений и существенным улучшением параметров XX и КЗ в последние годы продолжалась работа по стандартизации силовых трансформаторов. В 1985 г. были утверждены новые государственные стандарты на трансформаторы общего назначения.

Постоянное повышение верхнего предела номинальных мощностей и напряжений силовых трансформаторов сопровождается увеличением типовых мощностей, нарастающих по стандартизованной шкале с основным коэффициентом нарастания, равным 1,6 (при мощности свыше 25 МВ·А коэффициент нарастания шкалы 1,25). Введены новые стандартные напряжения для обмоток высшего и низшего напряжений, увеличивается выпуск трансформаторов специального назначения — для питания электрических печей, преобразовательных устройств, рудничных

установок и других, а также трансформаторов для комплектных трансформаторных подстанций. Вследствие этого постоянно увеличивается номенклатура изделий трансформаторного производства и становится необходимым более четкое разделение выпуска трансформаторов по мощностям и классам напряжения между отдельными заводами, а также сосредоточение на отдельных заводах производства однотипных трансформаторов.

Стандартизация является неотъемлемой частью проектирования. В настоящее время стандартизованы трансформаторы 220—750 кВ.

Стандарты можно подразделить на три группы: содержащие требования, общие для всех силовых трансформаторов; с основными параметрами и техническими требованиями для отдельных серий трансформаторов общего назначения; с основными параметрами и техническими требованиями для трансформаторов специального назначения — рудничных, электропечных, преобразовательных и других.

Общие технические требования, предъявляемые к силовым трансформаторам и автотрансформаторам общего назначения, масляным и сухим, трехфазным мощностью 5 кВ·А и более и однофазным более 4 кВ·А, классов напряжения до 1150 кВ включительно установлены стандартом ГОСТ 11677-85. Этот стандарт устанавливает область применения и определяет условия работы; классификацию видов охлаждения; нормы нагрева; номинальные параметры и нагрузочную способность; допустимые превышения напряжения; электрическую прочность изоляции, схемы и группы соединения обмоток; виды переключения ответвлений обмоток, допустимые уровни шума; стойкость при КЗ и толчках нагрузки, допуски для величин, предусмотренных в стандартах; общие конструктивные требования, требования к документации; требования к надежности; правила приемки; методы испытаний; правила маркировки, упаковки, транспортировки и хранения трансформаторов; гарантии изготовителя.

Кроме того, введены требования на установленную мощность двигателей системы охлаждения; транспортную массу; массу масла; срок службы до первого капитального ремонта (не менее 12 лет); требование к нагрузочной способности.

Общие конструктивные требования в ГОСТ 11677-85 относятся к вводам, зажимам и трансформаторам тока; определяют необходимые условия для защиты масла трансформатора от окисления и поверхностей его частей и деталей от коррозии; устанавливают емкость расширителя и комплектацию его необходимой арматурой, а также конструктивную форму и прочность баков масляных трансформаторов; приспособления для подъема и перемещения трансформаторов; арматуру; приборы контроля уровня и температуры масла; защитные устройства; заземление и устройства контроля систем охлаждения.

ГОСТ 16110-82 «Трансформаторы силовые. Термины и определения» устанавливает для каждого понятия один стандартизованный термин. Применение терминов-синонимов не допускается. Для отдельных стандартизованных терминов допускаются краткие формы, исключая их различное толкование. Установленные определения можно при необходимости изменять по форме изложения, не допуская нарушения границ понятий. Термины обязательны для применения в документации всех видов: научно-технической, учебной и справочной литературы.

Номинальные мощности силовых трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов представлены в табл. 1.2, соответствующей ГОСТ 9680-77.

Таблица 1.2. Ряды номинальных мощностей силовых трансформаторов и автотрансформаторов

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	—	16	—	25	—	40	—	63	—
160	—	160	—	250	—	—	—	630	—
1600	—	1600	—	2500	—	4000	—	6300	—
16 000	—	16 000	—	25 000	32 000	40 000	—	63 000	80 000
160 000	125 000	160 000	200 000	250 000	320 000	400 000	500 000	630 000	800 000
1 000 000	1 250 000	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания: 1. Указанные мощности достигнуты в трехфазных трансформаторах и автотрансформаторах.

2. Номинальные мощности однофазных трансформаторов и автотрансформаторов, предназначенных для работы в трехфазной группе, должны составлять 1/3 номинальных мощностей, приведенных в таблице.

3. 1. При получении большей мощности в разделах закона шкалы созданы однофазные трансформаторы $533 \times 3 = 1600$ МВ·А на 500 кВ $417 \times 3 = 1250$ МВ·А на 330 кВ, а трансформатор $667 \times 3 = 2000$ МВ·А на 1150 кВ.

Таблица 1.3. Номинальные междуфазные (линейные) напряжения, кВ

Среднее рабочее напряжение	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наибольшее рабочее напряжение
	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
0,22	0,22	0,23	—	—	—
0,38	0,38	0,40	—	—	—
0,66	0,66	0,69	—	—	—
3	3 и 3,15*	3,15 и 3,3	—	3,15	3,6
6	6 и 6,3*	6,3 и 6,6	6 и 6,3*	6,3 и 6,6	7,2
10	10 и 10,5*	10,5 и 11,0	10 и 10,5*	10,5 и 11,0	12,0
20	20	22	20 и 21,0*	22,0	24,0
35	35	38,5	35 и 36,75	38,5	40,5
110	—	121	110 и 115	115 и 121	126
150	—	165	158	158	172
220	—	242	220 и 230	230 и 242	252
330	330	347	330	330	363
500	500	525	500	500	525
750	750	787	750	—	787
1150	1150	1200	—	—	1200

1. * трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к низшему генераторному напряжению или к выводам генераторов

Таблица 1.4. Потери, напряжение КЗ и ток ХХ двухобмоточных трансформаторов общего назначения

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Потери, кВт		Потребляемый ток, А	Ток ХХ, А
		XX	КЗ		
25	10	0,150	1,100	4,5	3,2
40	10	0,175	0,880	4,5	3,0
63	10	0,240	1,280	4,5	2,8
100	10	0,330	1,970	4,5	2,6
100	35	0,420	1,970	6,5	2,6
160	10	0,510	2,650	4,5	2,4
160	35	0,620	2,650	6,5	2,4
250	10	0,740	3,700	4,5	2,3
250	35	0,900	3,700	6,5	2,3
400	10	0,950	5,500	4,5	2,1
400	35	1,200	5,500	6,5	2,1
630	10	1,310	7,600	5,5	2,0
630	35	1,600	7,600	6,5	2,0

Примечания: 1. Для трансформаторов мощностью 25—250 кВ·А при схемах соединения У/У_n—0 и Д/У_n—11.

2. Для трансформаторов мощностью 400 и 630 кВ·А при схемах соединения У/У_n—0 и У/Д—11.

3. Трансформаторы с РПН мощностью 400 и 630 кВ·А и напряжением НН 0,4 и 0,69 кВ изготавливаются с потерями КЗ на 10% больше, чем указано в табл.

В табл. 1.3 приведены номинальные напряжения сетей и номинальные междофазные (линейные) напряжения первичных и вторичных обмоток трехфазных трансформаторов (ГОСТ 721-77), присоединяемых к этим сетям.

Основные параметры для отдельных серий трансформаторов общего назначения приведены в соответствующих стандартах.

Характеристики двухобмоточных трансформаторов представлены в табл. 1.4 и 1.5.

Характеристики с обновлением серий улучшаются, обновление происходит примерно 1 раз в 10 лет, а иногда и чаще.

1.5. Общие вопросы проектирования трансформаторов

Проектирование силовых трансформаторов включает в себя широкий круг технических вопросов. Разработка конструкции трансформатора должна производиться на основе выполненных электромагнитного, теплового и механического расчетов, обеспечивающих заданные основные электрические и эксплуатационные параметры. При конструировании должна быть обеспечена необходимая электрическая прочность изоляции, механическая прочность узлов, динамическая и тепловая стойкость обмоток при КЗ. Конструкция трансформатора в целом должна обеспечивать его эксплуатационную надежность. При разработке конструкции частей и узлов трансформаторов следует стремиться к возможно меньшему расходу материалов и меньшей трудоемкости изго-

Таблица 1.5. Потери, напряжение КЗ и ток ХХ двухобмоточных трансформаторов общего назначения

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Потери, кВт		Потребляемый ток, А	Ток ХХ, А
		XX	КЗ		
1000	10	1,99	—	—	—
	35	10,5	2,00	12,2	1,40
1600	10	0,69	—	—	—
	35	6,3	2,75	18,0	1,30
2500	10	0,69	—	—	—
	35	10,5	3,85	23,5	1,00
4000	10	0,69	—	—	—
	35	10,5	3,90	23,5	—
6300	10	0,69	—	—	—
	35	10,5	7,6	16,5	0,80
10 000	38,5	10,5	—	—	—
16 000	38,5	10,5	—	—	—
80 000	15,75	10,5	8,00	28,0	0,40

Примечания: 1. Значение потерь и напряжения КЗ указаны на основном от-

2. При потерях параметры трансформаторов устанавливаются по результатам

товления, с тем чтобы снизить стоимость трансформатора до минимума.

Конструкция трансформатора тесно связана с технологическим процессом производства трансформаторов. При создании новых конструкций необходимо тщательно проработать вопрос о необходимом технологическом оснащении, при этом часто требуется совместная работа конструкторов и технологов. Приемлемость тех или иных конструктивных и технологических решений в отдельных случаях приходится проверять на опытных образцах.

Совершенствование существующих и создание новых конструкций тесно связано с вопросами теории расчета трансформаторов, техникой высоких напряжений, электроматериаловедением, изучением и внедрением в конструкции результатов выполненных научно-исследовательских работ и с учетом новых теоретических

и экспериментальных разработок, необходимых для дальнейшего развития конструкций.

Немаловажную роль в создании совершенной конструкции играет изучение опыта эксплуатации трансформатора, тщательное рассмотрение поступающих на завод актов и рекламаций. Наилучшая оценка пригодности какого-либо узла или конструкции в целом — производственная проверка и отзыв эксплуатирующих организаций.

Все указанное ранее относится главным образом к заводскому проектированию, при котором разрабатывается как отдельный тип трансформатора, так и серия трансформаторов, включающая в себя ряд типов разной номинальной мощности.

Учебное проектирование трансформатора преследует более узкую цель. Оно включает конструктивную разработку наиболее важных его частей, определенных объемом курсового проекта, согласно учебной программе. Объем курсового проекта уточняется ведущим преподавателем, который руководит проектом и определяет последовательность работы.

При дипломном проектировании содержание конструктивной разработки зависит от темы проекта. Порядок работы, объем и последовательность конструирования устанавливает консультант-руководитель дипломника.

Индивидуальные задания учащихся на курсовое и дипломное проектирование, на производственную практику должны содержать вопросы изучения и использования перспективных конструкторских разработок и технологических процессов, новейших материалов, технических условий, стандартов, а также анализа современных достижений производства.

Заводское проектирование трансформатора предусматривает несколько статей, каждая из которых завершается либо разработкой определенного вида технической документации, либо изготовлением образцов и проведением их испытаний.

ГОСТ 2.103-68 «Стадии разработки» и ГОСТ 15.001-73 «Разработка и постановка продукции на производство» предусматривают следующие стадии разработки: техническое задание, техническое предложение, эскизный проект, технический проект, рабочий проект, изготовление установочной серии.

Организации, принимающие участие в создании нового трансформатора, в соответствии с выполняемыми функциями разделяются на заказчиков, разработчиков, изготовителей и потребителей (иногда заказчик является одновременно и потребителем).

Рассмотрим содержание стадий разработки.

Техническое задание. Проектирование трансформатора начинается с разработки технического задания, которое определяет технико-экономические требования и показатели качества, а также устанавливает основные этапы работы, сроки их выполнения и службы (организации и предприятия), выполняющие этапы рабо-

Техническое задание разрабатывается на основе предъявляемых заказчиком исходных технических требований с учетом современных достижений науки и техники.

Техническое задание выполняется разработчиком, рассматривается и согласовывается потребителем и заводом-изготовителем.

Техническое предложение. Техническое предложение определяет научно-техническую возможность и экономическую целесообразность осуществления технического задания в предлагаемые сроки. Оно содержит различные варианты конструкций трансформатора. После сравнительного анализа выбирают наиболее оптимальный вариант конструкции трансформатора. Техническое предложение выполняется разработчиком.

Эскизный проект. При разработке эскизного проекта устанавливают принципиальное решение по разработке трансформатора. На этой стадии производят: сравнительную оценку вариантов по выбору материалов и конструктивных решений проектируемых изделий, изготовление и испытание макетных образцов, предварительную проработку основных вопросов технологии, оценку технологичности и показателей унификации и стандартизации предварительной конструкции изделий. Эскизный проект согласовывают с заказчиком и заводом-изготовителем.

Технический проект. Технический проект содержит подробную разработку решений, принятых в эскизном проекте, с учетом всех требований технического задания. Технический проект выполняется разработчиком и включает окончательное техническое решение, дающее полное представление о конструкции проектируемых изделий и материалах для их изготовления. Этот проект включает чертежи разрабатываемых изделий (обычно общие виды) и подробные расчеты. Технический проект должен обеспечить соответствие конструкции трансформатора техническому заданию, высокий уровень технологичности принятых требований технической эстетики. Результаты расчетов и целесообразность конструкторских решений должны быть подтверждены результатами экспериментальных исследований макетных образцов изделий, изготовленных на стадии технического проекта. Технический проект согласовывают с заказчиком и заводом-изготовителем.

Рабочий проект. На этой стадии проектирования выполняют разработку конструкторской документации для изготовления опытных образцов и опытных партий изделий всех габаритов и типоразмеров; изготовление и испытание опытных образцов, корректировку конструкторской документации по результатам испытаний опытных образцов; государственные межведомственные испытания опытных образцов и корректировку документации по результатам этих испытаний.

Вся техническая документация, полученная на этой стадии, передается заводу-изготовителю для технической подготовки про-

изводства к изготовлению установочной серии трансформаторов (в случае серийного производства).

Установочные серии. Установочные серии трансформаторов (при их серийном производстве) выпускаются заводом-изготовителем серийной продукции по типовым технологическим процессам. Трансформаторы установочной серии подвергаются квалификационным испытаниям на возможность получения заданных параметров в серийном производстве. После этого производится корректировка технической документации на проектируемые изделия с учетом их серийного изготовления.

Контрольные вопросы

1. Активная часть трансформатора и ее составные части.
2. Конструктивные элементы трансформатора.
3. Классификация и обозначение трансформаторов.
4. Стандартизация в трансформаторостроении, ее назначение.
5. Задачи и основные принципы конструирования.
6. Этапы конструктивной разработки.
7. Задачи учебного проектирования.

Глава вторая

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИИ

2.1. Основные материалы

При изготовлении трансформаторов применяют магнитные, проводниковые, электроизоляционные, конструкционные и вспомогательные материалы.

Первые три вида называют электротехническими материалами, которые по отношению к электрическому току, электрическому и магнитному полям обладают по сравнению с другими видами материалов особыми свойствами и занимают основное место в устройстве электрических аппаратов, машин и различных электроустановок.

Кроме того, магнитные и проводниковые материалы принято называть активными, хотя часто в электротехнических устройствах один и тот же материал одновременно выполняет функции конструкционного и активного. Так, стержень ввода, являясь основной токоведущей его частью, механически скрепляет между собой все его детали.

2.1.1. МАГНИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Магнитные материалы применяют в трансформаторостроении в виде рулонной и листовой электротехнической стали толщиной

0,27; 0,30; 0,35 мм для изготовления магнитных систем (магнитопроводов).

Электротехническая сталь в зависимости от содержания в ней кремния и способов проката характеризуется следующими основными электромагнитными величинами: магнитной проницаемостью; удельными потерями от вихревых токов и перемагничивания (гистерезиса) и удельным электрическим сопротивлением.

Увеличение содержания в стали повышает относительную магнитную проницаемость, снижает удельные потери от вихревых токов и гистерезиса, повышает удельное электрическое сопротивление, а его уменьшение дает обратные результаты.

Холоднокатаные стали толщиной 0,27; 0,3 и 0,35 мм изготавливают с термостойким (магниево-фосфатным) покрытием, обладающим электроизоляционным свойством, маслостойкостью и механической прочностью, поэтому изготовленные из них пластины шириной до 400 мм для трансформаторов мощностью до 32 МВ·А и напряжением до 110 кВ не требуют дополнительного изоляционного покрытия лаком.

Для уменьшения потерь от вихревых токов пластины без термостойкой поверхностной пленки и с термостойким покрытием более мощных магнитных систем изолируют, т. е. покрывают лаком и запекают. Удельные потери в стали, оцениваемые суммарными потерями от вихревых токов и перемагничивания в 1 кг стали при частоте тока 50 Гц, зависят от магнитной индукции и частоты переменного синусоидального тока.

Для магнитных систем трансформаторов в настоящее время применяют холоднокатаную рулонную сталь марок 3404, 3405, 3406 и др. (ГОСТ 21427.1-83). Эти стали обладают высокой магнитной индукцией и низкими удельными потерями. Например, для стали марки 3406 толщиной 0,27 мм допустимая индукция 1,7 Тл; при намагничивании ее вдоль проката и индукции 1,6—1,65 Тл (при частоте 50 Гц) удельные потери этой стали составляют 1,25—1,27 Вт/кг, а при намагничивании под углом 90° к направлению проката — почти в 3 раза больше.

В ближайшее время в производстве магнитных систем трансформаторов найдет применение электротехническая рулонная сталь с кубической текстурой и увеличенным содержанием кремния (3% и более), имеющая примерно одинаковое значение потерь при намагничивании ее вдоль и поперек прокатки, меньшие удельные потери (0,8—0,9 Вт/кг) и большее удельное электрическое сопротивление (0,4—0,5 мкОм·м).

В настоящее время известно большое количество аморфных материалов, обладающих свойствами ферромагнетиков.

Аморфные сплавы, получаемые в виде пленок или тонких листов металлов (железа, никеля, кобальта) с неметаллами (бором, фосфором, кремнием, углеродом), — это ферромагнетики,

которые являются новым материалом для трансформаторостроения.

В аморфных сплавах атомы расположены хаотически, т.е. нет оси симметрии, как у сталей, поэтому потери на перемагничивание и намагничивающая мощность при частоте 50 Гц у них в 3-5 раз ниже, чем в современных электротехнических сталях. Индукция насыщения несколько ниже, чем у сталей (примерно 1,6 Тл), за счет большего содержания немагнитных компонентов.

Практическое применение аморфных сплавов в будущем зависит от результатов совместной деятельности производителей, которые должны увеличить его производство и снизить стоимость, и изготовителей трансформаторов, которые создадут новые конструкции, технологию и произведут оценку затрат на потери и экономии электроэнергии.

Аморфные сплавы сразу после их получения еще не обладают комплексом магнитных свойств. Для придания магнитных свойств проводят термообработку при наложении внешнего магнитного поля. Для сплавов на основе железа и железоникеля в продольном магнитном поле увеличивается петля гистерезиса, максимальная проницаемость, уменьшаются намагничивающая мощность и динамические потери. Аналогичные результаты дает термообработка при наложении растягивающих или сжимающих усилий. Таким образом, оптимальная обработка аморфных сплавов должна обеспечить те свойства, которые необходимы магнитной системе трансформатора.

В настоящее время известно свыше 200 систем, в которых получают аморфную структуру быстрой закалкой. Эти сплавы после различной оптимальной обработки приобретают свойства, нужные для различных изделий, в том числе для трансформаторов и электродвигателей с высоким КПД и пониженной массой.

2.1.2 ПРОВОДНИКОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

В качестве проводниковых материалов в трансформаторах применяют медь и алюминий.

Красная электротехническая медь отличается высокой чистотой и качеством. Из всех проводниковых материалов, за исключением серебра, она имеет самое низкое удельное электрическое сопротивление ($0,02135 \text{ мкОм} \cdot \text{м}$ при 75°C). Проволоку из мягкой (отожженной) меди ПММ применяют для изготовления обмоточных проводов, из твердой ПМТ — токопроводящих стержней, шин, прутков и проводов с большой механической прочностью.

Алюминий уступает меди по электропроводности и механической прочности. Его удельное электрическое сопротивление $0,0334 \text{ мкОм} \cdot \text{м}$ при 75°C , что в 1,65 раза больше сопротивления

меди. Дешевизна, легкость и сравнительно низкое сопротивление алюминия позволяют широко внедрять его в производство.

За счет уменьшения массы и стоимости провода обмоток из алюминия удастся компенсировать увеличение других затрат, и общая стоимость трансформатора с алюминиевыми обмотками практически не отличается от стоимости эквивалентного трансформатора с медными обмотками.

Для обмоток применяют круглые и прямоугольные провода различных марок (ПБ, ПБУ, АПБ, АПБУ, ПБД, АПБД, ПЭЛ, ПСД и др.), в которых буквы и их сочетания обозначают: П — медный провод, Б — изолированный лентами кабельной обычной или телефонной бумаги, БУ — изолированный лентами высоковольтной кабельной бумаги, АП — алюминиевый провод, БД — изолированный двумя слоями нитей из хлопчатобумажной пряжи, ЭЛ — эмалированный, лакостойкий, СД — изолированный двумя слоями стеклянного волокна, пропитанного лаком. Провод марки СД используют для изготовления обмоток сухих трансформаторов, остальных марок — для изготовления обмоток масляных трансформаторов.

По нагревостойкости изоляции в пропитанном состоянии провода указанных марок, кроме ПСД, относят к классу А (105°C), а провод ПСД в зависимости от пропиточных лаков — к классу В (130°C) или F (155°C).

Номинальные диаметры медной круглой проволоки, применяемой для изготовления обмоточных проводов трансформаторов, от 1,2 до 5,2 мм, а алюминиевой — от 1,35 до 8 мм. Размеры прямоугольной проволоки следующие: медной по стороне *a* (меньшей) — от 0,8 до 5,6 мм, по стороне *b* (большей) — от 2 до 18 мм, алюминиевой по стороне *a* — от 1,81 до 7 мм, по стороне *b* — от 4,1 до 22 мм. Номинальная удвоенная толщина изоляции (витковая) проводов в зависимости от напряжения может быть: прямоугольных — от 0,27 до 1,92 мм; круглых — от 0,22 до 5,76 мм (см. табл. 6.2).

Для изготовления отводов применяют гибкие медные провода круглого сечения марки ПБОТ с бумажной изоляцией, медные и алюминиевые шины и прутки. Провода ПБОТ, состоящие из тонких медных проволок, изолированы большим количеством слоев кабельной бумаги. В зависимости от толщины бумажной изоляции эти провода маркируют ПБОТ-3, ПБОТ-6 и ПБОТ-8 и выпускают сечением 16, 25, 50, 70, 95, 120, 150, 240, 300, 400 мм^2 и более, где 3, 6, 8 — толщина изоляции, мм. На рис. 2.1, *a—d* приведены сечения применяемых проводов.

В настоящее время для улучшения качества обмоток, снижения добавочных потерь в проводах и облегчения работ при намотке обмоток с большим числом проводов в витке часто применяют медные подразделенные провода ПБИ и транспортные ПТБ.

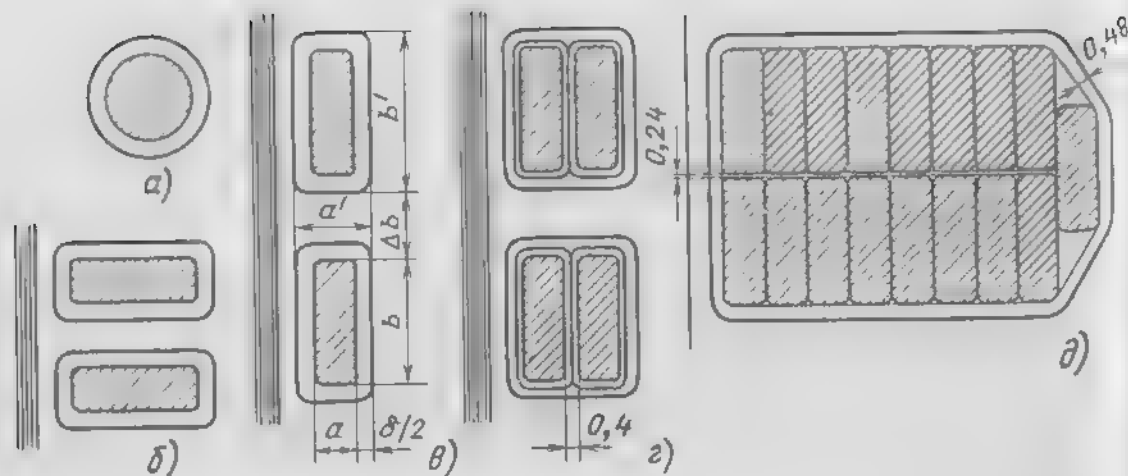


Рис. 2.1. Обмоточные провода, применяемые в трансформаторах:
а — круглый с прямой жилой при положении на ребро, а' — прямоугольный при положении на ребро, б — прямоугольный с прямой жилой, в — прямоугольный с прямой жилой, г — трансформаторный провод

Подразделенный провод ПБП состоит из нескольких проводов ПБ (обычно двух-трех), уложенных параллельно друг на друга широкой стороной и изолированных лентами обыкновенной или многослойной кабельной бумаги до номинальной удвоенной толщины изоляции 0,96 мм (0,48 мм на одну сторону) (рис. 2.1, г).

Транспонированный провод ПТБ (рис. 2.1, д) состоит из большого количества элементарных уложенных в два ряда эмалированных проводников небольшого сечения, которые на протяжении всей длины непрерывно (по одному) переходят из одного ряда в другой. Между рядами имеется изоляционная прокладка из кабельной бумаги толщиной 0,12 мм, а все сгруппированные и переплетенные таким образом элементарные проводники изолированы кабельной бумагой до номинальной удвоенной толщины изоляции 0,96 мм (0,48 мм на сторону). При такой конструкции все проводники на любом участке провода имеют одинаковую длину, поэтому при намотке обмоток транспонированным проводом применяемая ранее транспозиция провода не требуется и, следовательно, исключаются трудоемкие технологические операции, связанные с ее выполнением.

2.1.3. ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Для изоляции обмоточных проводов и отводов, а также многослойной изоляции обмоток и других устройств применяют различные электроизоляционные бумаги, изготавливаемые из химически обработанной древесной целлюлозы на специальных бумагоделательных машинах. Они обладают высокой электрической и механической прочностью, высокой маслостойкостью при

работе в горячем трансформаторном масле, относятся по нагревостойкости к классу А. Электроизоляционные бумаги разделяют по видам и толщине.

С 1983 г. в трансформаторах применяют вместо кабельной электроизоляционную трансформаторную бумагу марок Т—080, Т—120, ТМ—120, ТМП—120, ТВ—120 и ТВУ—080 толщиной 80 и 120 мкм. Буквы в марках бумаги обозначают: Т — трансформаторная обычная, В — высоковольтная, М — многослойная, П — упрочненная, У — уплотненная. Выбор марки этой бумаги зависит от класса напряжения трансформатора. Бумагу поставляют в рулонах шириной 500—1000 мм. Электрическая прочность сухой трансформаторной бумаги 6—9 кВ/мм, а пропитанной в сухом трансформаторном масле в зависимости от толщины — 70—90 кВ/мм; диэлектрическая проницаемость сухой бумаги 2,22—2,7.

Для витковой изоляции обмоточных проводов и межотраслевой изоляции обмоток трансформаторов мощностью до 100 кВ·А используют телефонную бумагу КТ—50, выпускаемую толщиной 50 мкм в рулонах шириной 500, 700 и 750 мм.

Для изолирования отводов применяют крепированную электроизоляционную бумагу ЭКТМ с поперечным крепом (гофрировкой); выпускают ее толщиной 41 мкм и поставляют в рулонах шириной 1000 мм. Она обладает высокой электрической прочностью (25 кВ/мм в трансформаторном масле при $(90 \pm 5)^\circ\text{C}$), маслостойкостью и эластичностью.

Другим основным изоляционным материалом в высоковольтных трансформаторах служит электрокартон, который изготавливают, как и кабельную бумагу, из древесной целлюлозы. В зависимости от толщины электрическая прочность картона в воздухе от 7 до 15 кВ/мм, в горячем (при 90°C) трансформаторном масле (после предварительной вакуумной сушки и пропитки в сухом трансформаторном масле при $(100 \pm 5)^\circ\text{C}$) от 30 до 55 кВ/мм; его диэлектрическая проницаемость 4,3—4,5.

Электрокартон, предназначенный для работы в масле при рабочей температуре 105°C , отличается высокой механической прочностью, малой усадкой после сушки, стойкостью к воздействию напряжения в направлении, перпендикулярном поверхности, а также к воздействию поверхностных разрядов и выпускается пяти марок: АМ, А, Б, В, Г.

Электрокартон марки АМ, характеризуемый эластичностью, гибкостью и высокой стойкостью к действию поверхностных разрядов, применяется для изготовления деталей главной изоляции высоковольтных масляных трансформаторов от 750 кВ и выше. марки А, отличающийся, в основном, от марки АМ меньшей стойкостью к воздействию поверхностных разрядов, — для изготовления деталей главной изоляции высоковольтных масляных трансформаторов до 750 кВ включительно; марки Б, обладающий

средней плотностью и повышенными электрическими характеристиками, — для изготовления деталей главной изоляции масляных трансформаторов до 220 кВ включительно; марки В, обладающие повышенной плотностью и малой сжимаемостью, для изготовления деталей продольной изоляции в масляных трансформаторах, марки Г, отличающиеся средней плотностью с повышенным сопротивлением расслаиванию, для изготовления склеенных изоляционных деталей в масляных трансформаторах.

Большое внимание уделяется изготовлению отечественного жесткого электрокартона, который позволит отказаться от подпрессовки обмоток трансформаторов СВН.

Главным изоляционным материалом является трансформаторное масло. Только благодаря трансформаторному маслу удалось создать трансформаторы с рабочим напряжением 500, 750 и 1150 кВ. Ни один жидкий или газообразный диэлектрик не может использоваться в течение всего срока службы трансформатора, кроме трансформаторного масла. Дальнейшее повышение стабильности масла достигается путем герметизации бака трансформатора. Трансформаторное масло (продукт перегонки нефти) используют в трансформаторах в качестве изоляционного материала, а также хорошей теплоотводящей среды. Оно не должно содержать влаги, механических примесей, смолообразующих и других веществ, не обладающих изоляционными свойствами. Масло, из которого удалена влага, резко снижающая его электрическую прочность, называют сухим.

В масляных трансформаторах применяют масло, выпускаемое с добавкой антиокислительной присадки — дибутилпаракрезола ДБК (не менее 0,2%), которое изготавливают по специальным заказам.

2.1.4 КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

К конструкционным относят материалы, применяемые для изготовления сборочных единиц и деталей, несущих механические нагрузки и скрепляющих отдельные части трансформаторов. Это черные металлы (сталь, чугун) и цветные (латунь, бронза), пластмассы, бук и др. Черные и цветные металлы используют главным образом, в виде листового, круглого, прямоугольного и шестигранного проката.

Буковая древесина обладает хорошими изоляционными и механическими свойствами, поэтому применяется в трансформаторах в качестве конструктивно-изоляционного материала. Перед использованием бук сушат и пропитывают трансформаторным маслом. Применяют его для крепления отводов, переключателей

и в качестве опорной изоляции обмоток и деталей крепления магнитопровода. Электрическая прочность бука на воздухе 5—6 кВ/мм, а в трансформаторном масле значительно выше.

Стекланная бандажная лента ЛСБ—Т, состоящая из волокон стекла, пропитанных клеящим кремнийорганическим лаком, применяется, в основном, для стяжки стержней магнитных систем наложением бандажей. Ленту выпускают толщиной 0,2 мм и шириной 20 мм.

Маслотепломорозостойкую резину МТМ используют для уплотнения крышек, фланцевых соединений, вводов, приводов переключателей и других мест разъема маслonaполненных трансформаторов. Наиболее распространена листовая и рулонная резина этой марки толщиной 6—12 мм и полосовая размерами 6×15, 8×20, 12×30 и 16×40 мм. Эта резина рассчитана для работы при температурах от —55 до +100° С.

2.2. Вспомогательные материалы

К вспомогательным материалам относят припой, канифоль, магнезитовую замазку, силикагель, цеолиты и др. Сплавы металлов, которые служат для пайки и лужения металлических изделий, называют припоями, а соединения металлических деталей с помощью расплавленных припоев — пайкой. При пайке и лужении припоями применяют различные флюсы — вещества, способные в расплавленном состоянии растворять имеющиеся на поверхности металлов оксиды.

При изготовлении трансформаторов применяют медно-фосфористый самофлюсующий МФЗ, серебряный ПСр—45 и оловянистые ПОС—40 и ПОС—30 припой.

Канифоль, получаемую очисткой смолы (живицы) хвойных пород деревьев (с температурой плавления около 100° С), применяют в качестве флюса при паянии и лужении оловянистыми припоями.

Магнезитовую замазку используют для вмазки фарфорового изолятора в металлический фланец армированных вводов.

Силикагель — силикатный минерал в виде стекловидных или стекловидноматовых зерен, обладает большой пористостью и способностью задерживать влагу и мельчайшие смолообразующие вещества; он применяется в трансформаторах в качестве адсорбирующего вещества: гранулированного крупнопористого КСМГ в термосифонных фильтрах для непрерывной регенерации масла (осушки, очистки) и мелкопористого гранулированного МСКГ в осушителях воздуха для задержания влаги из воздуха, поступающего в расширитель.

Цеолиты — группа минералов, представляющих собой сложные соединения кремнезема с глиноземом и обладающих высокими адсорбционными свойствами. Их широко применяют для глубокой очистки трансформаторного масла от воды. Месторождения природных цеолитов очень редки, поэтому для адсорбционных целей их получают синтетическим методом.

Кроме перечисленных в трансформаторах используют и другие вспомогательные материалы: асбестовую набивку, льняные и асбестовые волокна для уплотнения пробок и штуцеров, краски, клей, различные обезжиривающие и обтирочные материалы.

Контрольные вопросы

1. Активные материалы, их краткая характеристика.
2. Конструктивные материалы, их краткая характеристика.

Часть вторая

КОНСТРУКЦИЯ АКТИВНОЙ ЧАСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава третья

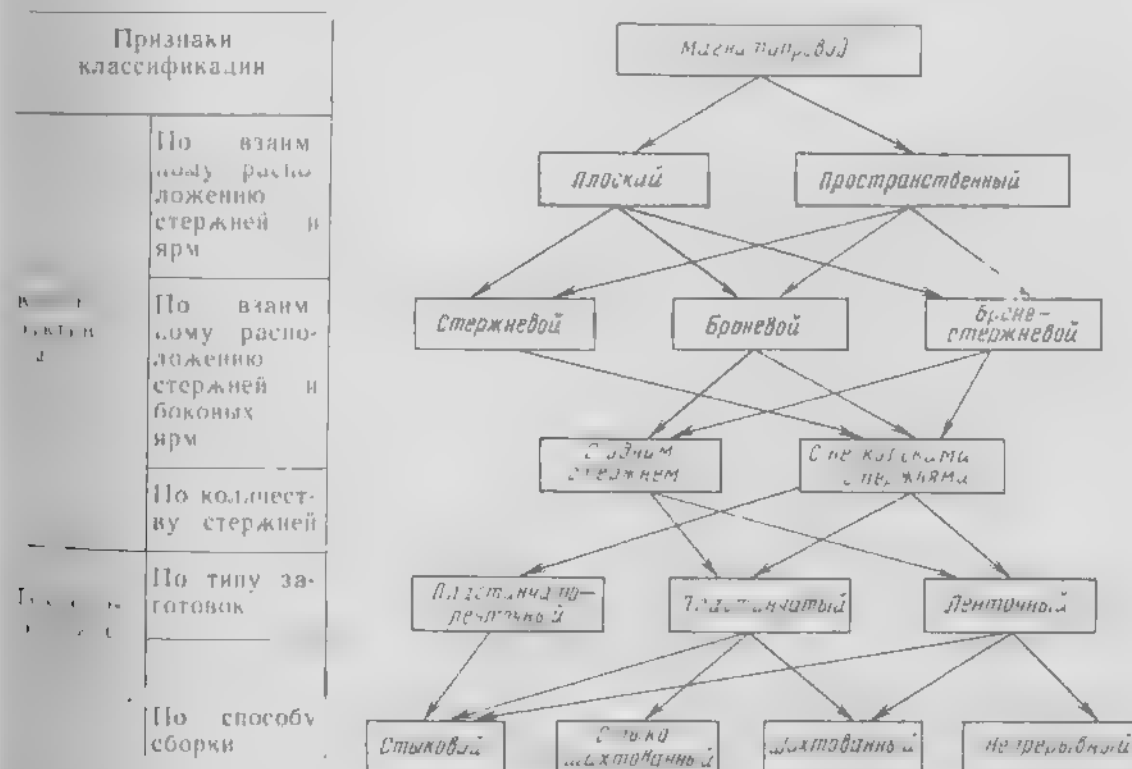
КОНСТРУКЦИЯ МАГНИТНЫХ СИСТЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ

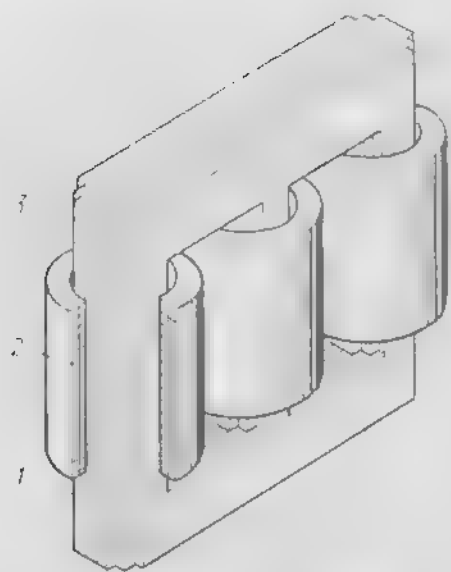
3.1. Классификация магнитных систем трансформаторов

Магнитной системой (магнитопроводом) трансформатора называют комплект пластин из электротехнической стали, собранный в определенной геометрической форме. Ее обычно разделяют на стержни и ярма.

Стержни — это часть магнитной системы, на которой располагаются основные обмотки трансформатора, а ярма соединяют стержни, замыкая магнитную цепь, и обычно не несут обмоток. Различают торцовые и боковые ярма. Ярмо, соединяющее концы двух или нескольких стержней, называют торцовым, а соединя-

Таблица 3.1. Классификация магнитных систем





← Рис. 3.1. Стержневая магнитная система трансформатора:

1 — стержень, 2 — обмотка, 3 — ярмо

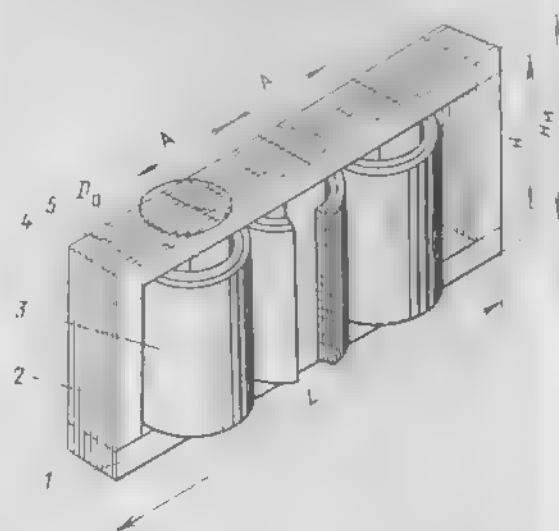


Рис. 3.2. Бронестержневая магнитная система трансформатора:

1 — нижнее торцовое ярмо, 2 — боковое ярмо, 3 — обмотки, 4 — верхнее торцовое ярмо, 5 — стержень

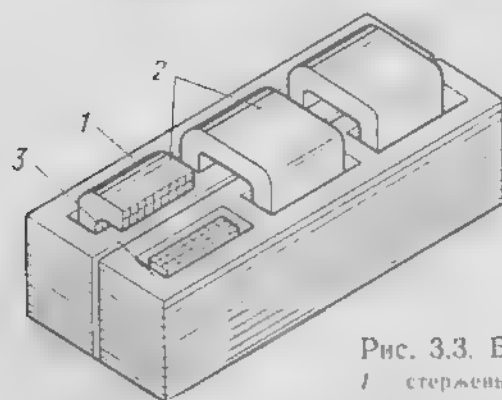


Рис. 3.3. Броневая магнитная система трансформатора:

1 — стержень, 2 — обмотка, 3 — ярмо

ющее оба конца одного и того же стержня — боковым. Торцовые ярма бывают верхними и нижними.

Магнитные системы трансформаторов различают: по взаимному расположению стержней и ярм (торцовых и боковых), количеству стержней, способу сборки, по типу заготовок (табл. 3.1).

По взаимному расположению стержней и торцовых ярм магнитопроводы могут быть плоского или пространственного исполнения. Магнитную систему, в которой продольные оси всех стержней и ярм расположены в одной плоскости, называют плоской, а систему, в которой не все оси стержней или ярм находятся в одной плоскости, — пространственной.

По взаимному расположению стержней и боковых ярм различают стержневые (рис. 3.1), бронестержневые (рис. 3.2) и броневые магнитные системы (рис. 3.3).

У стержневого магнитопровода стержни соединяются только торцовыми ярмами (верхним и нижним) при отсутствии боковых ярм, у бронестержневого магнитопровода один стержень или их часть — одним боковым ярмом, у броневого магнитопровода оба конца одного и того же стержня — не менее чем двумя боковыми ярмами.

Наиболее распространены плоские стержневые магнитопрово-

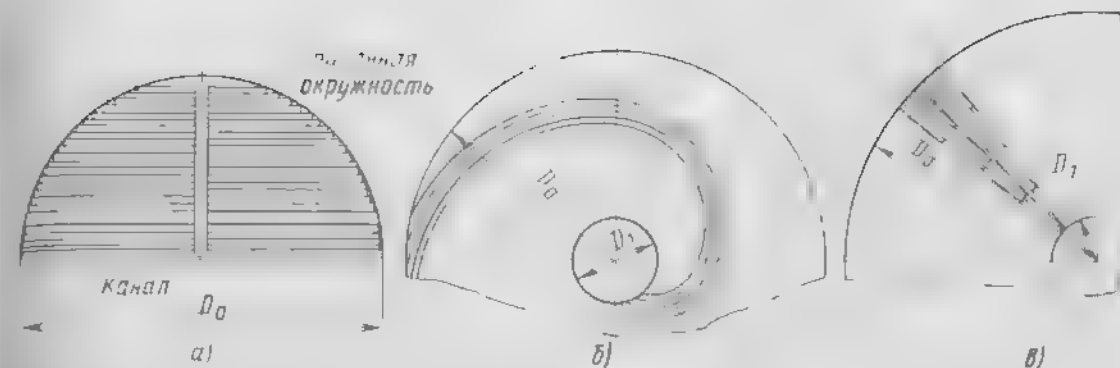


Рис. 3.4. Способы шихтовки плоских стержневых магнитных систем трансформаторов:

а — ступенчатое сечение стержня, разделенного поперечным магнитным каналом, б — круглое сечение стержня из пластины эвольвентного профиля, в — круглое сечение стержня из пластины эвольвентного профиля, D_0 — диаметр стержня, D_1 — диаметр отверстий внутри стержня

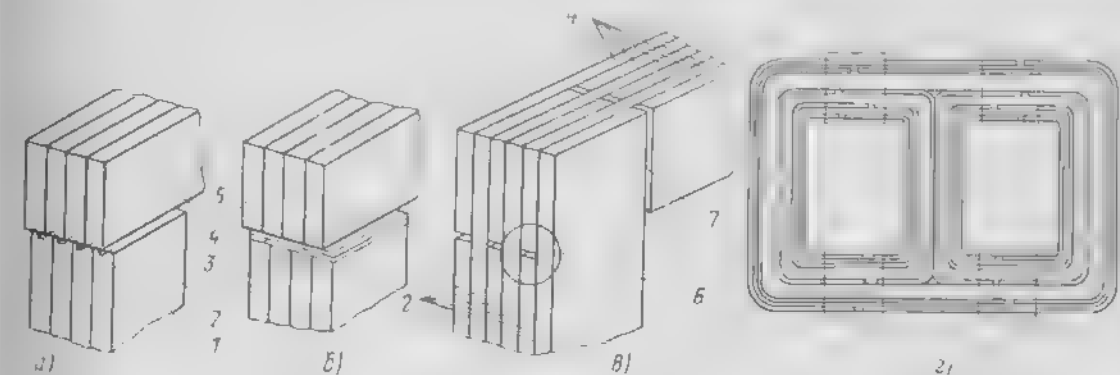


Рис. 3.5. Конструкция мест соединения стержня и ярма стыковая без изолирующей прокладки (а), стыковая с прокладкой (б), шихтованная (в) и навитой магнитопровод (г):

1 — магнитопровод, 2 — пластина стержня, 3 — изолирующая прокладка, 4 — пластина ярма, 5 — изоляция пластин, 6 — стык стержня, 7 — стык ярма

ды. Стержни этих магнитопроводов (от одного до трех в зависимости от числа фаз и конструкции трансформатора) располагают обычно вертикально, их различают по плоской, радиальной и эвольвентной шихтовке. Подавляющее большинство отечественных трансформаторов имеет стержни и ярма с плоской шихтовкой, т. е. их собирают из пластин, плоскости которых в магнитопроводе только параллельны (рис. 3.4).

Стержневые магнитопроводы выполняют стыковой, шихтованной и навитой (ленточной) конструкции (рис. 3.5).

К стыковым относят магнитопроводы с разъемом в плоскости поперечного сечения стержней, их стержни и ярма собирают отдельно, а затем устанавливают встык по плоскости разъема.

При наличии разъемов облегчается сборка магнитопровода (отдельные элементы устанавливают друг на друга и скрепляют стяжными шпильками) и упрощается насадка обмоток (снимают целиком верхнее торцовое ярмо).

Однако стыковые магнитопроводы имеют существенные

недостатки, определяемые необходимостью точной стыковки пластин ярма и стержня. Всегда возможны какие-то несовпадения, а следовательно, и замыкания пластин в месте стыка. Замыкание приводит к циркулирующим токам, а усиленный нагрев стыка может стать причиной аварии трансформатора. Для предупреждения замыкания в месте стыка устанавливают прокладку из прессованного электрокартона или другого изоляционного материала. Толщина прокладки должна быть минимальной, поскольку наличие зазора в стыке увеличивает магнитное сопротивление и ток ХХ. Однако слишком тонкие прокладки ненадежны: ошибки в изготовлении пластин или их небрежная сборка, наличие заусенцев и «гребешков» (выступов пластин) могут привести (в результате вибраций) к разрушению прокладки и замыканию слоев стали.

Стыковые магнитопроводы из-за указанных недостатков почти не используются в трансформаторах, но широко применяются в электрических реакторах, т. е. в статистических электромагнитных устройствах с собственной индуктивностью, используемой в электрических цепях. Индуктивность, зависящая от размеров зазоров, может изменяться в широких пределах, вследствие чего суммарная толщина зазоров стержня иногда получается значительной.

Шихтованный магнитопровод отличается от стыкового тем, что его стержни и ярма собирают из пластин, не имеющих сплошного стыка (места сочленения) в плоскости поперечного сечения. Места стыка пластин в каждом смежном слое смещены относительно друг друга, и пластины собираются (шихтуются) в переплет: каждый стык пластин в одном слое перекрывается сплошными участками в смежных слоях. Благодаря этому ток ХХ снижается в несколько раз по сравнению со стыковой конструкцией.

Сборку (шихтовку) магнитопровода производят в один или два листа, т. е. толщина слоя шихтовки равна толщине одной или двух пластин. Наименьший ток ХХ получается при шихтовке в один лист, несколько больший — при шихтовке в два листа. Дальнейшее увеличение толщины слоя (три и более пластин) нецелесообразно, так как растет площадь стыка и заметно повышается ток ХХ.

По форме стыка пластин ярма и стержня различают прямые, косые и комбинированные стыки (рис. 3.6).

У прямого стыка пластины стали имеют прямоугольную форму, у косого — пластины срезаны в месте сочленения под углом, у комбинированного — прямые и косые стыки при шихтовке чередуются. Использование того или иного стыка зависит от марки стали и конструкции магнитопровода. Горячекатаная сталь имеет одинаковые свойства вдоль и поперек направления прокатки, поэтому у магнитопровода из этой стали удельные потери ХХ, Вт/кг, в зоне прямого стыка не отличаются от потерь в других

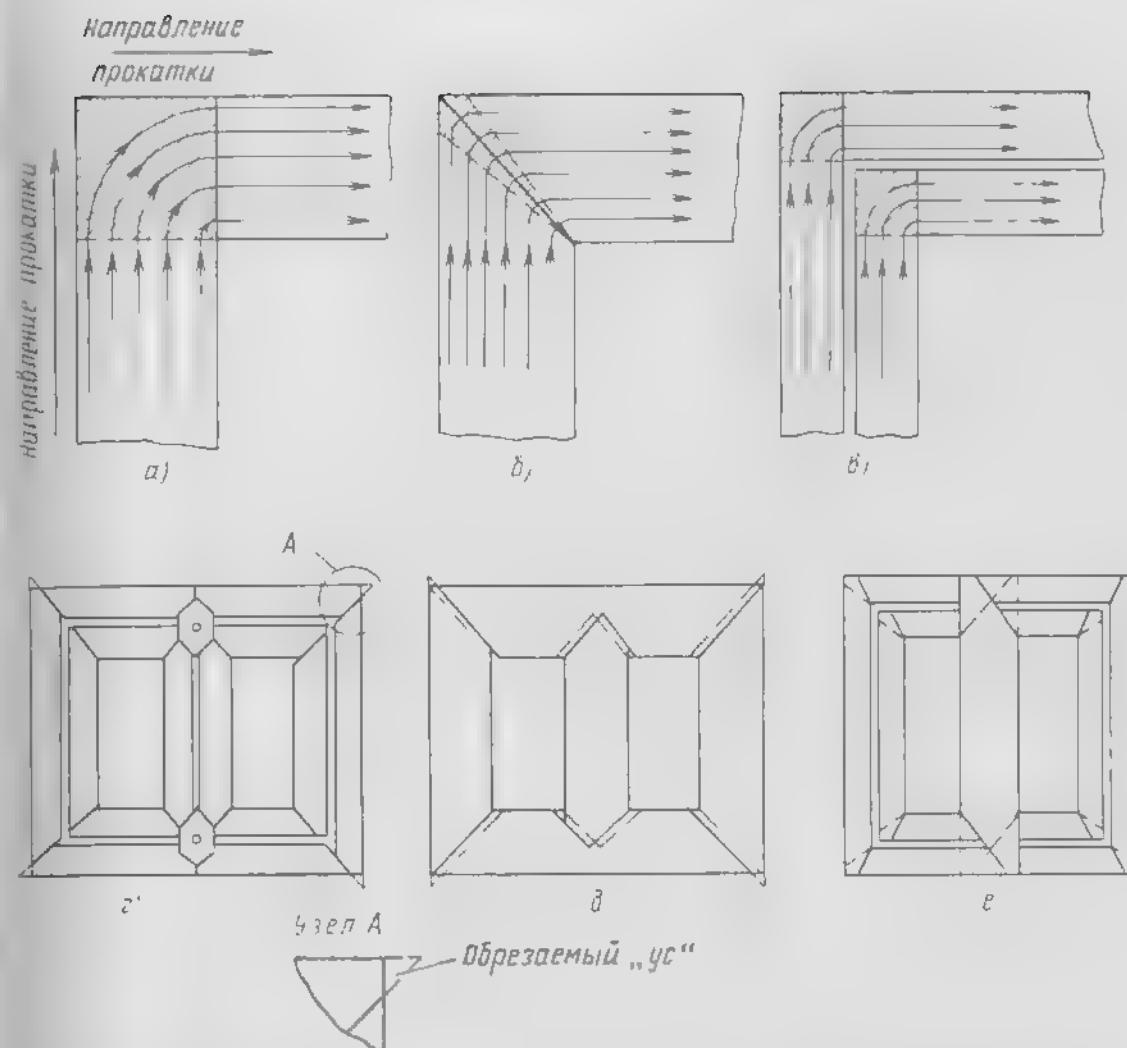


Рис. 3.6. Прямой стык (а); косой стык (б); прямой стык двухрамного магнитопровода (а₁) и схемы шихтовки двухрамного магнитопровода с косыми стыками на всех стержнях (а₁); однорамного с косыми стыками на всех стержнях (д); двухрамного с чередующимися косым и прямыми стыками на среднем стержне (е) (заштрихованные участки — зоны несовпадения магнитного потока с направлением прокатки)

участках. В то же время холоднокатаная сталь обладает, как известно, анизотропией (имеет различные магнитные свойства вдоль и поперек прокатки). Для ее экономичного использования необходимо совпадение направлений прокатки и основного магнитного потока, что достигается почти везде, кроме углов магнитопровода.

При использовании прямого стыка в углах магнитопровода существуют зоны несовпадения прокатки и магнитного потока, в которых потери ХХ, Вт/кг, в 2—2,5 раза превышают потери в участках, где направления прокатки и потока совпадают.

Для уменьшения потерь в углах применяют иногда двухрамную конструкцию магнитопровода с прямым стыком. Объем углов в такой конструкции снижается вдвое по сравнению с однорамной,

следовательно, в 2 раза уменьшаются и потери в углах. Однако из-за сложности изготовления двухрамный магнитопровод для трансформаторов малой и средней мощности применяют редко.

Зону несовпадения потока и прокатки часто уменьшают, используя косой срез пластин — косой стык. Косым стыком называют место сочленения пластин ярма и стержня, срезанных под углом, примерно равным 45° к направлению прокатки, т. е. к продольной оси пластины. Перекрытие стыков достигается взаимным смещением пластин смежных слоев по длине, в результате чего один из острых углов («ус») каждого слоя выступает за контур магнитопровода. Во избежание травм при сборке острый конец «уса» иногда обрезают.

Пластины магнитопроводов с косым стыком могут иметь сложную конфигурацию, при этом их изготовление требует специального оборудования, а сборка магнитной системы с ними более трудоемка, чем при прямом стыке, но косой стык снижает потери ХХ на 15—25%, поэтому его широко применяют.

Несколько завышенные потери ХХ получаются в магнитопроводах с комбинированным стыком.

В последние годы для трансформаторов небольшой мощности начали применять навитые (ленточные) магнитопроводы, т. е. магнитопроводы, намотанные из «непрерывной» стальной ленты без стыков. Название они получили по способу изготовления: их навивают (наматывают) из стальных лент соответствующей ширины.

Навитые ленточные магнитопроводы неразъемны, поэтому для них нельзя использовать заранее изготовленные обмотки. Обычно обмотки «вматывают» непосредственно в стержни магнитопровода с помощью специальных станков.

Ленточный магнитопровод позволяет осуществить переход от стержня к ярму по кривой, совпадающей с направлением магнитного потока. В конструкции нет углов, где увеличиваются потери из-за анизотропии холоднокатаной стали, т. е. она экономична и обеспечивает полную механизацию изготовления и высокие эксплуатационные характеристики трансформатора.

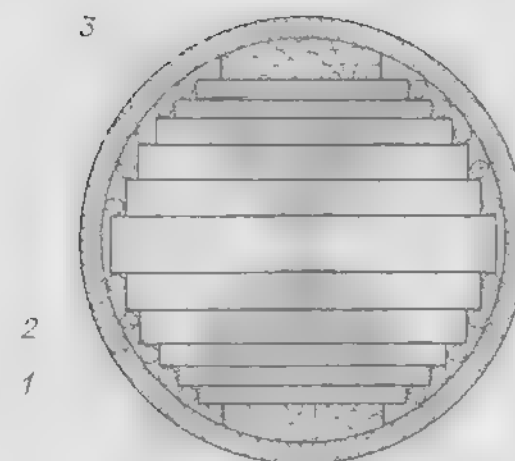
Ограниченность применения ленточных магнитопроводов объясняется наличием сложного технологического оборудования, но для изделий массового производства их применение перспективно.

3.2. Способы прессовки стержней и ярм

Для получения размеров, формы и наибольшего коэффициента заполнения сечения стержня (ярма) магнитопровода пластины стали должны плотно прилегать друг к другу, что достигается в процессе сборки магнитопровода и сохраняется в дальнейшем с помощью специальных фиксирующих элементов (элементов фиксации). Эти элементы должны создавать определенное давле-

рис. 3.7. Фиксация стержней магнитопроводов силовых трансформаторов. 1 и 11 габаритов:

1 — активная сталь стержня, 2 — бакелитовый цилиндр, 3 — штамповочные стержни и



ние, которое устраняет зазоры между пластинами и обеспечивает необходимую плотность и жесткость конструкции.

При работе трансформатора в плохо опрессованном магнитопроводе возникает вибрация пластин, нарушается их изоляция, растет шум. Однако запрессовка не должна быть чрезмерной, поскольку увеличиваются потери и ток ХХ. Обычно элементы фиксации рассчитывают для создания оптимального усилия сжатия магнитопровода (для среднего пакета) в $(1 \div 3) \cdot 10^5$ Па ($1-3$ кгс/см²).

Все конструктивные элементы прессовки стержней находятся внутри обмоток и поэтому должны иметь минимальные радиальные размеры. Конструкции применяемых магнитопроводов различаются способами прессовки и фиксации стержней. Так, у трансформаторов мощностью 250—630 кВ·А стержни стягивают временными струбцинами еще в горизонтальном положении сразу после сборки. При насадке обмоток (как правило, намотанных на бумажно-бакелитовых цилиндрах) струбцины снимают, а между цилиндром и магнитопроводом устанавливают деревянные планки и стержни, жестко прессующие пластины магнитопровода (рис. 3.7). Для равномерной опрессовки и защиты активной стали от повреждений на стержни ставят иногда стальные пластины толщиной 3—6 мм с продольными ребрами жесткости.

До последнего времени в трансформаторостроении широко применялись магнитопроводы с отверстиями в активной стали (рис. 3.8). При штамповке в зоне отверстий появлялись механические деформации, наклеп; заусенцы вызывали замыкания пластин и увеличение потерь от вихревых токов; отверстия уменьшали сечения, что приводило к местному повышению индукции, потерям тока ХХ. Особенно нежелательны отверстия при использовании холоднокатаной стали. В зоне отверстий искривляется магнитный поток, его направление отклоняется от направления прокатки, и потери возрастают в несколько раз. Поэтому в новых трансформаторах отказались от шпилек и

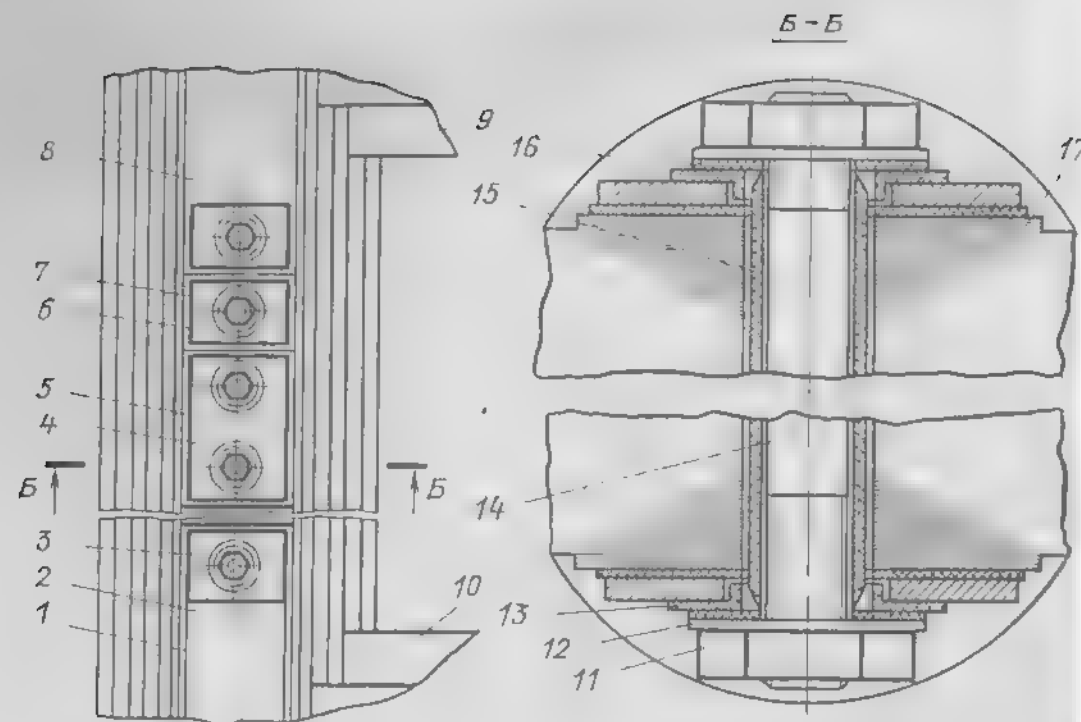


Рис. 3.8. Фиксация однорамных стержней магнитопроводов с помощью шпилек, проходящих через активное сечение:

1 — лист изолирующий, 2 — накладка стальная, 3, 6 — плиты; 4 — шпилька с двумя отверстиями; 5, 7 — прокладки изолирующие, 8 — лист изолирующий, 9 — активная сталь верхнего ярма, 10 — активная сталь нижнего ярма; 11 — гайка, 12 — шайба стальная, 13 — шайба угловая, 14 — шпилька; 15 — трубка изолирующая, 16 — шайба изолирующая; 17 — активная сталь стержня

используют бесшпильчные конструкции магнитопроводов.

У трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более стержни прессуют бандажами из электроизоляционного материала — стеклоленты.

Бандажи из стеклоленты наматывают на стержень с помощью специального устройства, позволяющего укладывать ленту равномерно с необходимым для запрессовки натягом. Под бандаж укладывают полосу электрокартона, защищающую ленту от повреждения (надреза) острыми краями пластин. Бандаж выполняют из специальной стеклоленты, пропитанной лаком. После намотки необходимого числа слоев конец ленты нагревают до 120—130° С и приклеивают к бандажу, надежно закрепляя ленту. При 100—105° С (во время сушки активной части) лак полимеризуется, и бандаж получается монолитным и очень прочным (рис. 3.9).

К основным элементам прессующих конструкций ярм относятся: ярмовые балки и стягивающие детали — шпильки, полубандажи и бобышки для перевозки активной части трансформатора. Наконец, ярмовые бруски. Ярмовые балки выполняют две основные функции: ярмовые балки используют для раскрепления активной части на пути — служат для прессовки ярма и одновременно опорой для ярма во время перевозки трансформатора, к ним крепят стволы, встроены обмотки. Они воспринимают усилия в обмотках при КЗ и в узлы переключающего устройства, реактор (при его наличии) обеспечивают их осевую запрессовку после насадки на магнитопровод другие элементы активной части.

рис. 3.9. Прессовка стержней бандажами из стеклоленты.

1 — стальная пластина, 4 — стеклосланец

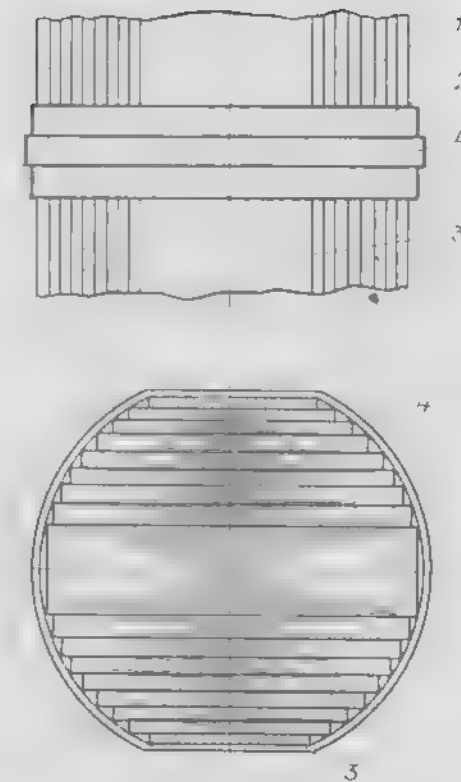
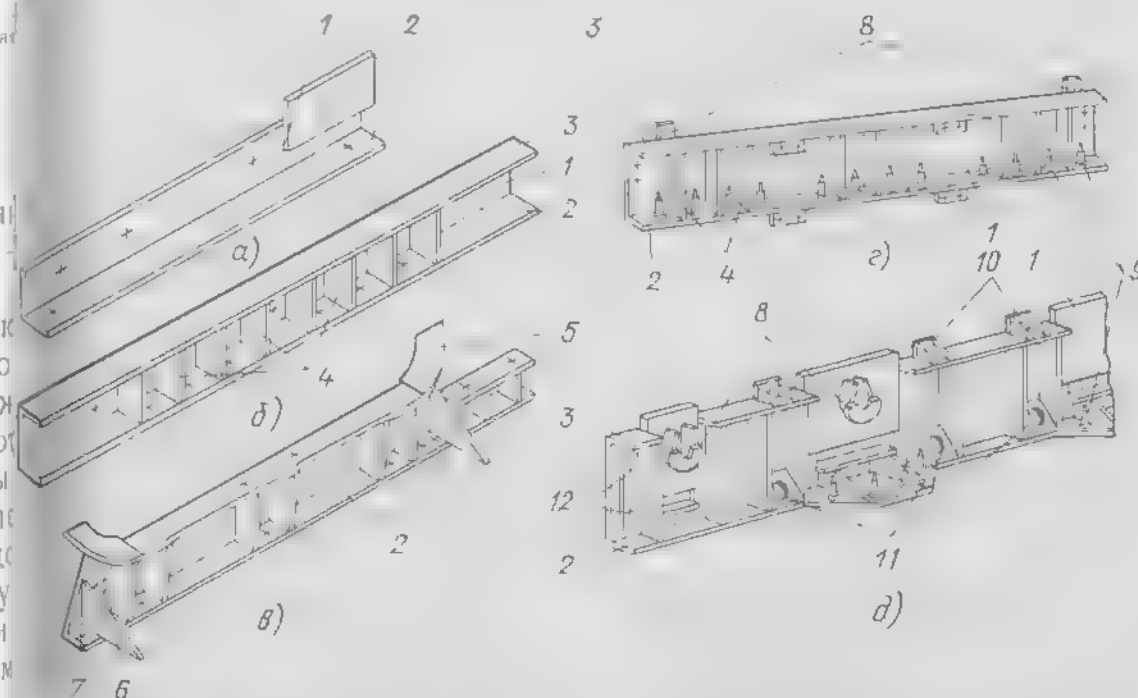


Рис. 3.10. Ярмовые балки из угловой стали (а), из швеллера (верхняя) (б), сварная (нижняя) для трансформаторов III габарита (в), сварные (верхние) для трансформаторов IV габарита (г и д).

1 — вертикальная стенка; 2, 3 — нижняя и верхняя полки, 4, 6 — пластины, 5 — опорная часть нижней полки; 7 — отверстия для шпилек, 8 — устройства для подъема, 9 — нажимные винты, 10, 11 — отверстия для полубандажей, 12 — отверстия для прессующих шпилек



Чтобы удовлетворить указанные требования, ярмовые балки должны обладать необходимой прочностью и нередко иметь сложную фасонную форму. Различают верхние и нижние ярмовые балки, прессующие соответствующие торцовые ярма.

Балки сварной конструкции имеют верхнюю и нижнюю полки и вертикальную стенку. В них предусмотрены устройства для затягивания и подъема, опорная поверхность для обмоток, винты осевых стяжки обмоток, пластины для обеспечения прочности балок и другие детали (рис. 3.10).

Для прессовки ярм трансформаторов мощностью до 630 кВ·А как правило, достаточно прессующих шпилек, вынесенных за активное сечение. Чтобы шпильки не замкнулись на активную сталь ярма, их изолируют бумажно-бакелитовыми трубками. У более мощных трансформаторов шпильки дополняют специальными полубандажами, охватывающими ярма. Полубандаж представляет собой стальную ленту шириной 40–80 мм и толщиной 3–6 мм. К концам ленты приваривают шпильки, которые пропускают через отверстия в пластинах ярмовых балок. Шпильки изолируют от балок шайбами и трубками, а стальную ленту — изолирующей прокладкой, выполненной из полосы электрокартона с загнутыми краями (коробочкой) (рис. 3.11).

В трансформаторах мощностью более 10 000 кВ·А на торцах магнитопровода вместо шпилек ставят ярмовые бруски, упирающиеся в основной пакет стержней. Бруски изолируют специальной подкладкой.

Чтобы бандаж не образовал замкнутого витка (из двух балок и полубандажей может образоваться контур, охватывающий весь основной магнитный поток), его разрезают изоляционными шайбами. У некоторых трансформаторов на балки ставят прокладки из электроизоляционного материала, например стеклотекстолита.

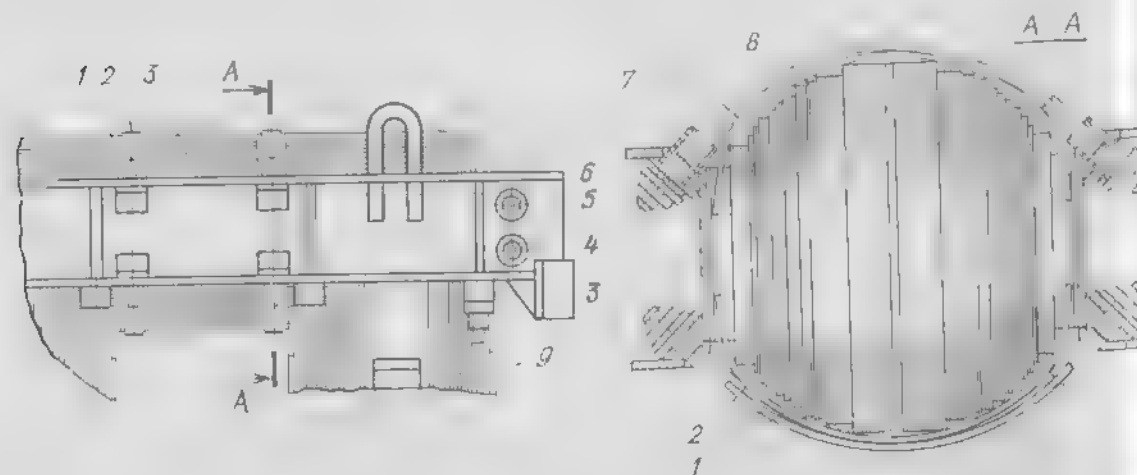


Рис. 3.11. Фиксация ярма плоскими полубандажами:

1 - прокладка изолирующая, 2 - полубандаж; 3 - ярмовая балка, 4 - гайка; 5 - шайба стальная, 6 - шайба изолирующая, 7 - трубка изолирующая; 8 - активная сталь ярма, 9 - активная сталь стержня

да, обладающего большой механической прочностью. Прокладки фиксируют необходимое положение полубандажа и одновременно «разрывают» виток.

При сборке и эксплуатации на магнитную систему трансформатора воздействуют механические нагрузки, возникающие при подъеме и перевозке магнитопровода и активной части, осевой прессовке обмоток и КЗ. Эти усилия «растягивают» стержни, стремясь «оторвать» от них ярма, вызывают смещение пластин, увеличивают зазоры в стыках, а также потери и ток ХХ, поэтому механические нагрузки в магнитной системе нежелательны, и их следует избегать.

Существует немало конструкций устройств, разгружающих активную сталь. Одно из них — жесткая рама, образованная нижними и верхними ярмовыми балками и соединяющими их вертикальными шпильками (рис. 3.12, а). Шпильки и балки рассчитаны на суммарные осевые усилия, возникающие в трансформаторе. Обычно вертикальные шпильки размещают снаружи и изолируют бумажно-бакелитовыми трубками.

В трансформаторах с наружными обмотками 110 кВ и выше установка шпилек затруднена из-за необходимости выдерживать изоляционные расстояния между обмоткой и шпилькой. В этих случаях вместо шпилек применяют вертикальные пластины, которые располагают вдоль стержня между активной сталью и обмоткой. Пластины выполняют несколько функций: соединяют ярмовые балки, обеспечивают равномерное сжатие стержней,

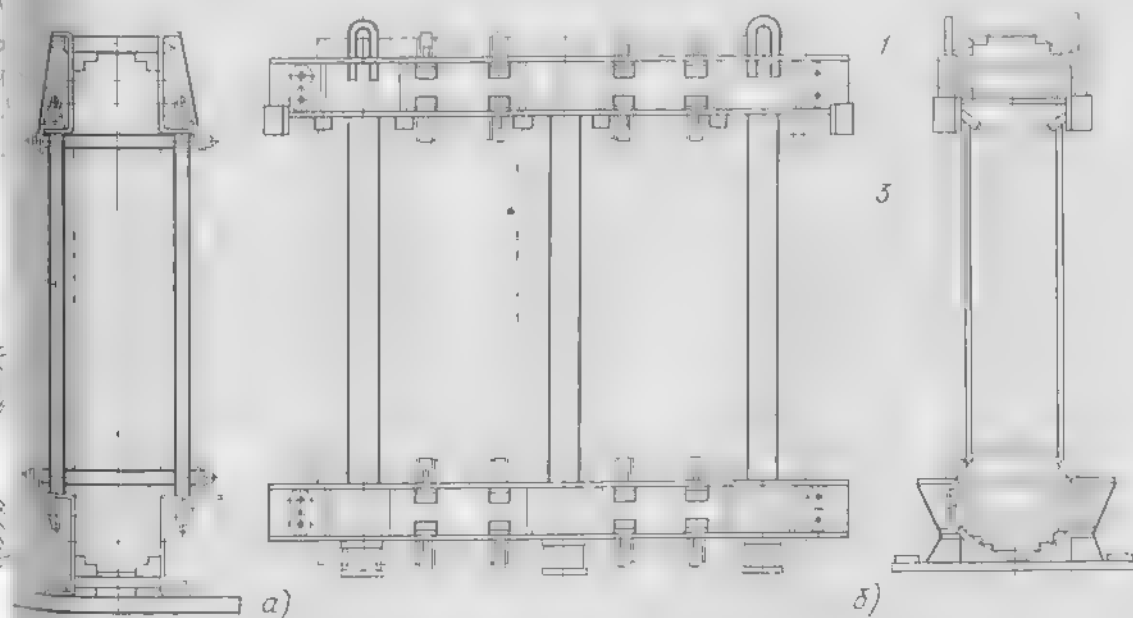
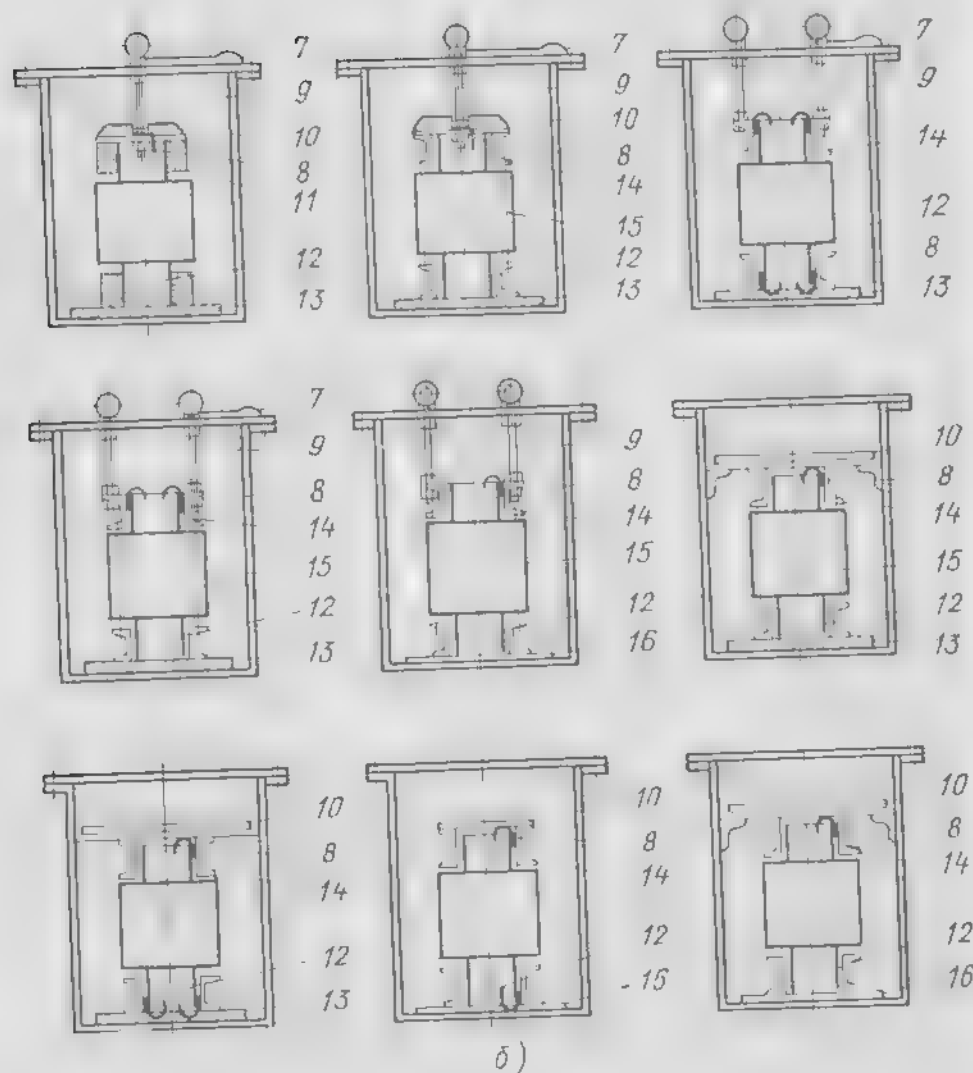
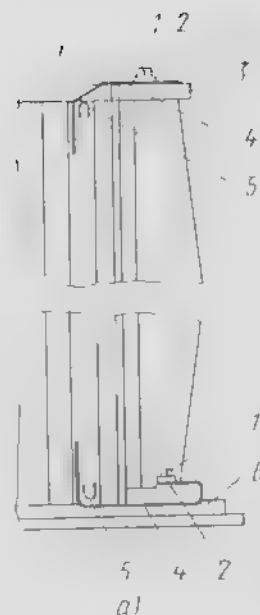


Рис. 3.12. Разгрузка активной части магнитопровода от механических нагрузок (активная часть показана штриховыми линиями) с помощью ярмовых балок и вертикальных шпилек (а) и с помощью ярмовых балок и стягивающих пластин (б):

1 - ярмовая балка, 2 - вертикальная шпилька, 3 - стягивающая пластина

Рис. 3.13. Основная схема заземления (а) и другие схемы заземления (б):

1 — болт, 2 — гайка, 3 — верхняя яровая балка, 4 — шпилька, 5 — коробка, 6 — нижняя яровая балка; 7, 8 — заземляющие медные ленты, 9 — подъемная шпилька, 10 — стальная поперечная планка (угольник), 11 — деревянная яровая балка, 12 — магнитопровод, 13 — деревянный опорный брусок, 14 — стальная яровая балка, 15 — вертикальная шпилька, связывающая яровые балки, 16 — стальная опорная планка



защищают их наружные пакеты от повреждений и воспринимают усилия при подъеме активной части. Иногда пластины применяют в небольших трансформаторах с ВН 35 кВ и ниже, в которых установка шпилек по конструктивным соображениям нежелательна (рис. 3.12,б).

Во время работы в металлических частях трансформатора, включая магнитопровод, возникает определенный потенциал, наведенный электрическим полем обмоток. Если он превысит электрическую прочность промежутков между металлическими заземленными и незаземленными элементами конструкции, то возникнет пробой промежутков. Известно, что электрические разряды разлагают масло, а их характерное потрескивание легко принять за пробой в изоляции обмоток, поэтому всегда стремятся избежать разрядов. Для предохранения от разрядов магнитопровод заземляют, т. е. всем его металлическим деталям сообщают один и тот же потенциал — потенциал «земли». Заземлению подлежат активная сталь, яровые балки, вертикальные шпильки (пластины) и другие детали, составляющие остов трансформатора.

Остов устанавливают на дне бака на стальных опорных пластинах, которые связывают нижние балки и имеют хороший контакт с дном, т. е. надежно заземлены. Обе верхние яровые балки соединяются с нижними вертикальными шпильками, а между собой — горизонтальными шпильками или брусками, пересекающими ярма. Поэтому для заземления активной стали достаточно на верхнем и нижнем ярмах установить по одной перемычке, которые гальванически соединяют их с балками. Если пакеты активной стали разделены каналами с изоляционными прокладками, то их дополнительно соединяют перемычками. Чтобы перемычки не замкнули активную сталь (торцы пластин не имеют изоляции), ее защищают электрокартонными полосками или коробочкой. Заземляющую перемычку обычно изготавливают из медной луженой шпильки (ленты) сечением $0,3 \times 40$ мм. Один конец ленты до запрессовки ярма закладывают на глубину 50—70 мм между листами стали, другой — присоединяют к яровой балке. Применяют и другие схемы заземления магнитопровода (рис. 3.13).

3.3. Выбор марки электротехнической стали

Технико-экономическое обоснование выбора марки стали и проведения отжига распространяется на трансформаторы силовые масляные по ГОСТ 11677-85 в соответствии с требованиями стандартов на конкретные типы и группы трансформаторов всех классов напряжения мощностью от 25 до 1 250 000 кВ·А с магнитопроводами, изготовленными из электротехнической стали толщиной 0,27; 0,30 и 0,35 мм марок 3404, 3405 и 3406 и

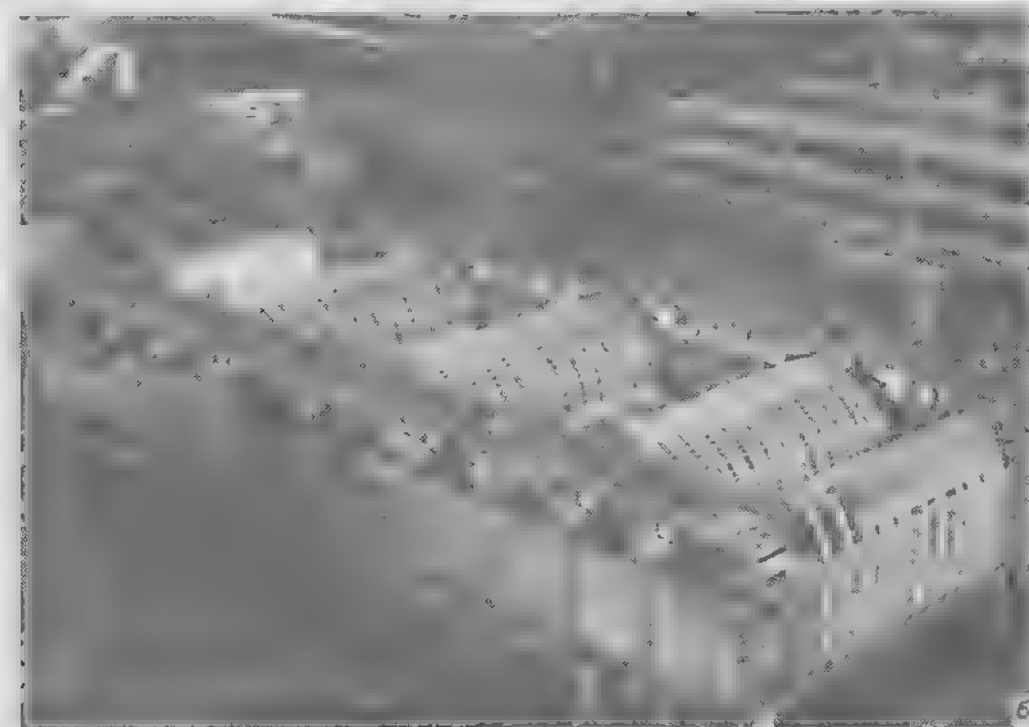


Рис. 3.14. Плоская шихтованная бесшпильчатая конструкция бронестержневой магнитопровода трансформатора ТЦ 1000000/500
 Сборка магнитопровода трансформатора ТЦ 1000000/500 в односторонней магнитной про-
 тивоположности ТЦ 1000000/500 на сборочном столе контролируется

имеющими плоскую шихтованную бесшпильчатую конструкцию (рис. 3.14).

Холоднокатаная сталь в значительно большей степени, чем горячекатаная, чувствительна к механическим воздействиям

В результате механической обработки при заготовке пластин магнитной системы продольной и поперечной резки, закатки или срезания заусенцев, штамповки отверстий (в конструкциях реакторов) — увеличиваются удельные потери и удельная намагничивающая мощность стали. Это ухудшение магнитных свойств стали может быть полностью или в значительной мере компенсировано путем восстановительного отжига заготовленных пластин при $800-820^{\circ}\text{C}$. На современных заводах такой отжиг обязательно включается в технологический процесс изготовления пластин после их механической обработки. При отсутствии отжига следует считаться с возможным повышением потерь ХХ на 8—10% и тока ХХ на 25—30%. Особенно сильно магнитные свойства стали ухудшаются при изготовлении частей магнитной системы путем навивки из холоднокатаной ленты. Такие части должны отжигаться после навивки.

При дальнейшей транспортировке после отжига на сборку, а также в процессе сборки остова и стяжки стержней и ярм пластины могут подвергаться различным механическим воздействиям. При этом возникает ухудшение магнитных свойств стали, которое в готовом остова снято отжигом быть не может. Чтобы избежать ухудшения магнитных свойств стали и параметров ХХ трансформатора при выполнении этих операций, пластины не должны подвергаться толчкам, изгибам, ударам и давлению.

Пластины электротехнической стали, заготовленные для сборки магнитной системы, во избежание возникновения между ними вихревых токов должны быть надежно изолированы одна от другой. Современное нагревостойкое электроизоляционное покрытие обеспечивает достаточно прочную и надежную изоляцию пластин при высоком коэффициенте заполнения сечения пакета пластин сечением чистой стали. При мощностях трансформаторов, превышающих 100 МВ·А, иногда усиливают изоляцию пластин путем нанесения поверх нагревостойкого покрытия одного слоя лаковой пленки.

Коэффициент заполнения сечения стержня (ярма) сталью κ , равный отношению активного сечения стержня или ярма Π (или $\Pi_{\text{я}}$) к площади его фактического поперечного сечения $\Pi_{\text{фс}}$, т. е. $\kappa = \Pi / \Pi_{\text{фс}}$, желательно иметь наиболее высоким, потому что понижение этого коэффициента ведет к увеличению сечения магнитной системы и массы металла обмоток.

Коэффициент заполнения κ зависит от толщины пластин стали (0,35; 0,30 или 0,27 мм), вида изоляции пластин, силы сжатия пластин и наличия у них такого дефекта, как неплоскостность, т. е. отклонение от плоской формы. ГОСТ 21427.1-83 для холоднокатаной рулонной стали толщиной 0,35; 0,30 и 0,27 мм допускает высоту отклонения пластины от плоскости не более 2 мм и не более 1% длины пластины. Коэффициенты

заполнения k_1 для стали, удовлетворяющей требованиям ГОСТ 21427 1-83 при современной технологии сборки остова, приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Коэффициент заполнения для рулонной холоднокатаной стали

Марка стали	Толщина, мм	Вид изоляционного покрытия	k_1
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	0,35	Нагревостойкое	0,97
	0,30		0,96
3405, 3406, 3407, 3408	0,27		0,95

При выборе марки и толщины стали для магнитной системы силового трансформатора следует учитывать, что сталь с более высокими магнитными свойствами имеет существенно более высокую цену, а сталь меньшей толщины при более высоких магнитных свойствах имеет меньший коэффициент заполнения k_1 . Эта сталь для получения пакета заданных размеров требует изготовления, отжига и укладки при сборке магнитной системы большего числа пластин по сравнению со сталью большей толщины. В табл. 3.3 приведены сравнительные показатели для современных марок стали.

Таблица 3.3. Сравнительные показатели для стали толщиной 0,35; 0,30 и 0,27 мм

Толщина, мм	Марка стали	Относительные удельные потери, %	Относительная цена, %	Относительное число пластин в пакетах равной толщины, %	k_1
0,35	3404	100	100	100	0,97
	3405	94	104,1		
0,30	3404	94	104,1	115	0,96
	3405	87,5	108,2		
0,27	3405	86,5	109,6	127	0,95
	3406	81,3	112,7		

В основной массе силовых трансформаторов с учетом трудоемкости отдельных технологических операций, магнитных свойств и цены стали используются стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 мм. В тех случаях, когда низкие потери являются решающим фактором, может использоваться сталь толщиной 0,27 мм.

Для выбора марки стали и, что важно при учебном проектировании, для определения экономической эффективности применения новых марок стали или аморфных сплавов следует использо-

зовать упрощенный расчет по приведенным годовым затратам, заменяя одну марку стали на другую. Замена стали на более качественную приводит к удорожанию стоимости трансформатора, так как цена такой стали выше, но при этом уменьшаются потери ХХ, которые окупаются в течение всего срока работы трансформатора.

Используем формулу для определения приведенных годовых затрат, руб. [1],

$$Z_{пр} = 0,214 K_{тр} + Z_x P_x + Z_k P_k. \quad (3.1)$$

Меняем только сталь и изменяются только потери в ней, т. е. потери ХХ, поэтому рассматриваем только переменную часть затрат, а именно

$$Z_{пр} = 0,214 C_{ст} + Z_x P_x, \quad (3.2)$$

где $Z_{пр}$ — приведенные затраты, связанные с заменой марки стали; $C_{ст}$ — стоимость стали магнитной системы, руб.; Z_x — коэффициент годовых затрат от потерь ХХ, руб/(кВт·год); P_x — потери ХХ трансформатора, кВт.

Разделив слагаемые (3.2) на массу стали и 0,214, получим

$$Z_{пр}/0,214 G_{ст} = C_{ст} + 4,73 Z_x P_x, \quad (3.3)$$

где $C_{ст}$ — цена стали, руб/кг; $G_{ст}$ — масса стали, кг; множитель 4,7 имеет единицу «год», но не имеет смысла ни срока службы, ни срока окупаемости; P_x — удельные потери готового остова, Вт/кг; коэффициент Z_x для понижающих распределительных сетей до 35 кВ включительно в среднем можно принять 100 руб/(кВт·год).

При выборе стали можно пользоваться разностью цен, т. е. ΔC , руб.,

$$\Delta C_{ст} < 4,73 Z_x (P_{x2} - P_{x1}). \quad (3.4)$$

Если условие (3.4) удовлетворено, то имеет смысл заменить сталь, если нет, то замена не нужна.

3.4. Выбор индукции магнитной системы

Весьма важное значение при расчете трансформатора имеет правильный выбор индукции в стержне магнитной системы. Для уменьшения массы стали магнитной системы следует выбирать возможно большее значение расчетной индукции, что связано с увеличением потерь и тока ХХ. Уменьшение расчетной индукции приводит к получению лучших параметров ХХ за счет увеличения массы материалов и стоимости активной части.

Рекомендуемые значения расчетной индукции в стержнях масляных и сухих трансформаторов приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. Рекомендуемая индукция в стержнях трансформаторов, В·Тл

Марка стали	Мощность трансформатора S , кВ·А		
	до 16	25—100	160 и более
<i>Масляные трансформаторы</i>			
3411, 3412, 3413	1,45—1,5	1,50—1,55	1,55—1,6
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	1,5—1,55	1,55—1,6	1,55—1,65
<i>Сухие трансформаторы</i>			
3411, 3412, 3413	1,35—1,4	1,4—1,45	1,45—1,55
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	1,4—1,45	1,5—1,55	1,5—1,6

Контрольные вопросы

1. Классификация магнитных систем трансформатора.
2. Какие способы сборки магнитных систем существуют?
3. Какие способы прессовки стержней и ярм применяются?
4. Объясните необходимость заземления магнитной системы.
5. Обоснуйте выбор марки стали и необходимость проведения отжига.
6. Как определить целесообразность замены марки стали?
7. Обоснуйте выбор индукции в магнитной системе.

Глава четвертая

КОНСТРУКЦИЯ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1. Основные типы обмоток

Проводник, который однократно охватывает стержень магнитопровода и в котором наводится ЭДС под воздействием магнитного поля трансформатора, называют витком. Виток является основным элементом обмотки и состоит из одного или нескольких параллельных проводов.

Совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются ЭДС, наведенные в отдельных витках, называют обмоткой трансформатора. Обмотка состоит из проводников и изоляционных деталей, защищающих витки от электрического пробоя, препятствующих их смещению под действием электромагнитных сил и создающих каналы для охлаждения.

Обмотки трансформаторов различаются взаимным расположением на стержне, направлением и способом намотки, числом

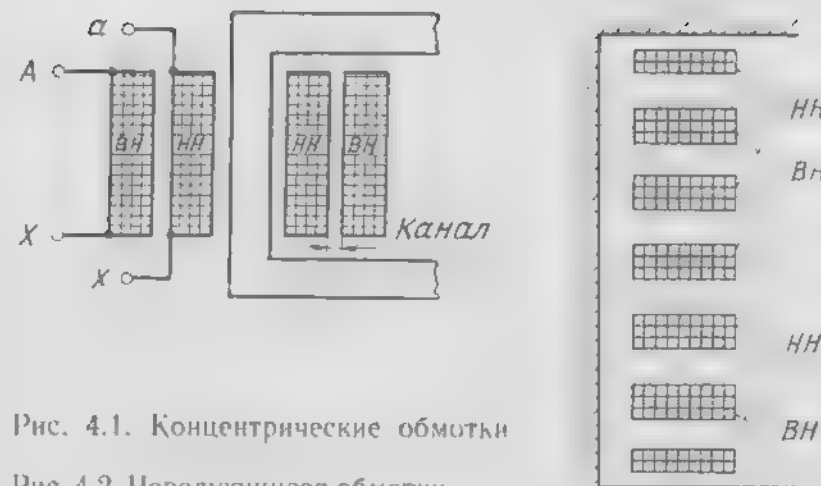


Рис. 4.1. Концентрические обмотки

Рис. 4.2. Чередующиеся обмотки

витков, классом напряжения, схемой соединения концов обмоток между собой. Начала и концы обмоток НН трехфазных трансформаторов обозначают буквами a, b, c (начала) и x, y, z (концы), обмоток ВН — соответственно A, B, C и X, Y, Z , обмотки СН — соответственно A_m, B_m, C_m и X_m, Y_m, Z_m .

По взаимному расположению на стержне обмотки разделяют на концентрические и чередующиеся.

Концентрические обмотки изготавливаются в виде цилиндров, расположенных концентрически (одна в другой) на стержне магнитопровода (рис. 4.1). Чередующиеся обмотки ВН и НН трансформатора чередуются в осевом направлении на стержне магнитопровода (рис. 4.2). Чередующаяся обмотка обычно подразделяется на симметричные группы, каждая из которых состоит из одной или нескольких частей обмотки ВН и расположенных по обе стороны от них частей обмотки НН. Из отдельных групп при больших токах могут быть легко образованы параллельные цепи. Чередующиеся обмотки применяют только в специальных трансформаторах (например, электропечных, испытательных).

Наиболее распространены концентрические обмотки. Обычно первой на стержне располагают обмотку НН, но возможны и другие варианты, когда первой размещают обмотку СН, регулировочную (РО) или даже ВН.

По конструкции и способу намотки различают обмотки цилиндрические (одно- или многослойные), катушечные и винтовые. Существуют также одно- или двухвитковые листовые и шинные обмотки, используемые в специальных трансформаторах с большими вторичными токами.

Общие требования, предъявляемые к обмоткам трансформатора, можно подразделить на эксплуатационные и производственные.

Основными эксплуатационными требованиями являются элект-

Таблица 4.1. Характеристика обмоток

Тип обмотки	Применение на стороне		Основные достоинства	Основные недостатки	Материал обмоток	Пределы применения, выходящие за				Число параллельных проводов		Схемы регулирования напряжения
	Главное	Возможное				емкостная нагрузка трансформатора S, кВ·А	допустимая температура стержень I, А	по напряжению U, кВ	допустимая температура витка P _в , мм ²	от	до	
Цилиндрическая одно- и двухслойная из прямоугольного провода	НН	ВН	Простая технология изготовления, хорошее охлаждение	Малая механическая прочность	Медь Алюминий	До 630	От 15—18 до 800 От 10—13 до 600—650	До 6 До 6	От 5,04 до 250 От 7,21 до 300	1	4—8	—
Цилиндрическая многослойная из прямоугольного провода	ВН	НН	Хорошее заполнение окна магнитной системы, простая технология изготовления	Уменьшение охлаждаемой поверхности по сравнению с обмотками, имеющими радиальные каналы		630—80 000 до 16 000—25 000	От 15—18 до 1000—1200 От 10—13 до 1000—1200	10; 35 10; 35	5,04—100 7,21—500	1	4—8	Рис. 4.12, а, г
Цилиндрическая многослойная из круглого провода	ВН	НН	Простая технология изготовления	Ухудшение теплоотдачи и уменьшение механической прочности с ростом мощности		До 630	От 0,3—0,5 до 80—100 От 2—3 до 125—135	До 35 До 35	0,1134—42,44 1,43—50,24	1 1	2 1	Рис. 4.12, а, г
Витковая одно-, двух- и многоходовая из прямоугольного провода	НН		Высокая механическая прочность, надежная изоляция, хорошее охлаждение	Более высокая стоимость по сравнению с цилиндрической обмоткой		160 и выше 100 и выше	300 и выше 150—200 и выше	До 35 До 35	75—100 и выше 75—100 и выше	4	12—16 и более	—
Непрерывная катушечная из прямоугольного провода	ВН	НН	Высокая электрическая и механическая прочность, хорошее охлаждение	Необходимость перекладки слоев катушек при намотке		160 и выше 100 и выше	15—18 и выше 10—13 и выше	От 3 до 110—220 От 3 до 110—220	5,04 и выше 7,21 и выше	1	3—5	Рис. 4.12, б, и
Цилиндрическая многослойная и катушечная из алюминиевой фольги	НН	ВН	Высокая механическая прочность, хорошее заполнение окна магнитной системы	Сложная технология изготовления обмоток ВН	Алюминий	25—630	1,5—300	До 10	1—120	1	1	

механическая и механическая прочность и нагревостойкость как обмоток, так и других частей и всего трансформатора в целом. Изоляция обмоток и других частей трансформатора должна выдерживать без повреждений коммутационные и атмосферные перенапряжения, которые могут возникнуть в сети, где трансформатор будет работать. Механическая прочность обмоток должна гарантировать их от механических деформаций и повреждений при токах КЗ, многократно превышающих номинальный рабочий ток трансформатора.

Нагрев обмоток и других частей от потерь, возникающих

в трансформаторе при нормальной работе и КЗ ограниченной длительности, не должен приводить изоляцию обмоток и других частей, а также масло трансформатора к тепловому износу или разрушению в сроки более короткие, чем обычный срок службы трансформатора (20—25 лет).

Общие эксплуатационные требования, предъявляемые к трансформаторам и их обмоткам, регламентированы соответствующими общесоюзными стандартами на силовые трансформаторы общего назначения, на различные специальные трансформаторы, на электрические испытания изоляции трансформа-

торов и т. д. Практически электрическая прочность изоляции обмоток достигается рациональной конструкцией, правильным выбором изоляционных промежутков и изоляционных материалов и прогрессивной технологией обработки изоляции при высокой общей культуре производства. Требование механической прочности обмотки удовлетворяется путем рациональной организации поля рассеяния, т. е. правильного выбора типа и конструкции обмотки и расположения ее витков и катушек с таким расчетом, чтобы возникающие в этой обмотке механические силы были по возможности меньшими, а механическая стойкость — возможной большей.

Для достижения необходимой нагревостойкости следует обеспечить свободную теплоотдачу в окружающую среду всего тепла, выделяющегося в обмотках при допустимых для данного класса нагревостойкости изоляции превышениях температуры обмотки над температурой окружающей среды, т. е. обеспечить достаточно большую поверхность соприкосновения обмотки с охлаждающей средой — маслом или воздухом.

Общие производственные требования сводятся к изготовлению трансформатора с наименьшей затратой материалов труда и наиболее простого по конструкции, обеспечивающего соблюдение всех эксплуатационных требований. Эти требования предъявляемые к трансформатору в целом, в полной мере относятся и к обмоткам. Задачей проектировщика является разумное сочетание интересов эксплуатации и производства. Эта задача решается в значительной мере при выборе того или иного типа обмотки. Поэтому на выбор типа обмотки, наиболее полно отвечающей требованиям эксплуатации и в то же время простой и дешевой в производстве, следует обращать особое внимание. Характеристики различных типов обмоток приведены в табл. 4.

При расчете обмотки после выбора ее типа следует добиваться наибольшей компактности в ее размещении, распределении витков и катушек, с тем чтобы получить наилучшее заполнение окна трансформатора.

Одновременно следует стремиться к получению достаточно развитой поверхности охлаждения обмотки и достаточного числа и размеров масляных (воздушных у сухого трансформатора) охлаждающих каналов в обмотках при обеспечении наименьшего сопротивления для движения в них охлаждающей среды, что дает возможность уменьшить внутренний перепад температуры в обмотках и, как следствие этого, несколько уменьшить охлаждаемую поверхность бака трансформатора.

4.2. Конструкции цилиндрических обмоток: простой, многослойной, многослойной из фольги

Ряд витков, намотанных на цилиндрической поверхности, называют слоем обмотки. В одном слое может быть от одного до

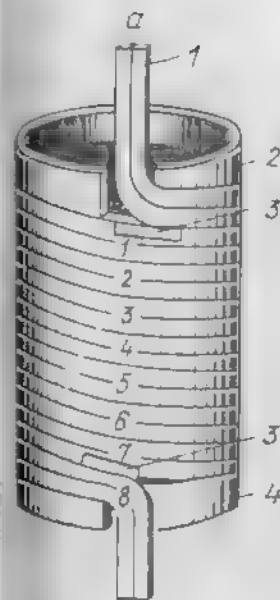
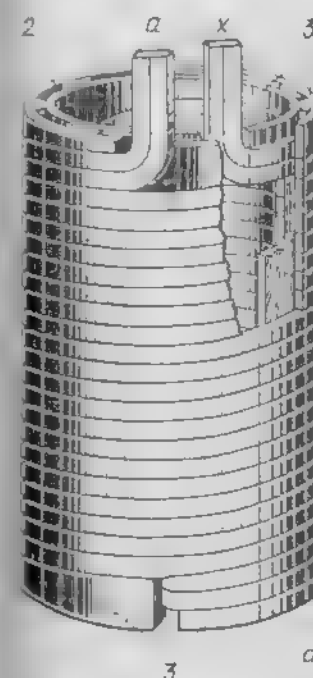


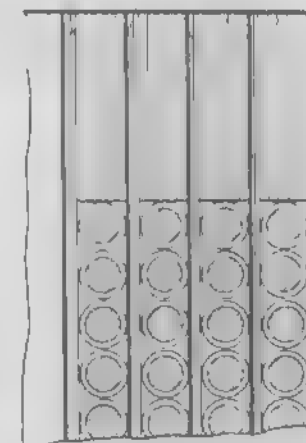
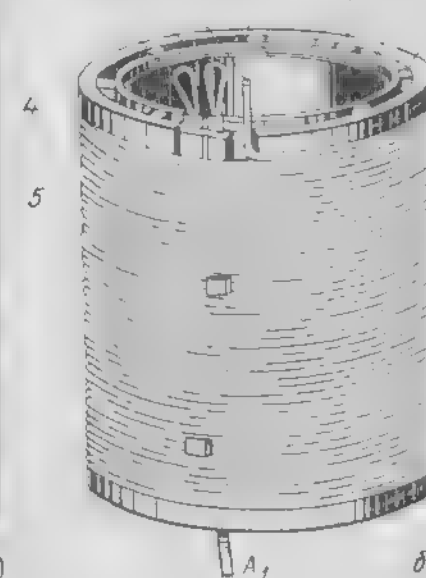
Рис. 4.3. Простая цилиндрическая обмотка:

1 — виток, 2, 4 — выравнивающие кольца, 3 — изолирующая прокладка

Рис. 4.4. Цилиндрические обмотки двухслойная из прямоугольного провода (а), многослойная из круглого провода (б) и концевая изоляция (в):



x_3, x_2, x_1, b 7 8 9 10 11 7 10



нескольких десятков витков, а в витке — до шести-восьми и более параллельных проводов.

Обмотку, состоящую из расположенного на цилиндрической поверхности слоя витков без интервалов, т. е. вплотную друг к другу, называют цилиндрической (рис. 4.3), а состоящую из двух (или более концентрически расположенных слоев — двух- (или многослойной) цилиндрической (рис. 4.4).

Витки двух- и многослойных обмоток имеют одинаковую развернутую длину и положение по отношению к полю рассеяния трансформатора. Переход из слоя в слой выполняют без обрыва провода в конце каждого слоя, при этом направление намотки слоев меняется. Двухслойную обмотку обычно наматывают из

прямоугольного провода плашмя, но можно и на ребро. Для выравнивания винтовой поверхности к крайним виткам прикрепляют разрезные бумажно-бакелитовые кольца (в виде «клина»), которые придают обмотке форму цилиндра. Кольца предохраняют витки от механических повреждений и создают опорную поверхность обмотки. Между слоями двухслойной обмотки устанавливают изоляцию из бумаги (электрокартона) или размещают равномерно по окружности несколько реек (прокладок), образующих вертикальный охлаждающий канал (см. рис. 4.4, а).

Одно- и двухслойные цилиндрические обмотки применяют в качестве обмоток НН до 690 В в трансформаторах мощностью менее 630 кВ·А. Многослойная цилиндрическая обмотка наматывается, как правило, из провода круглого сечения. Витки обмотки плотно укладывают друг к другу с переходами из слоя в слой. Намотку первого слоя производят на бумажно-бакелитовом цилиндре. Между последующими слоями размещают кабельную бумагу. Для улучшения охлаждения между некоторыми слоями обмотки делают осевой канал с помощью дистанцирующих прокладок из электрокартона или бука. Такие многослойные цилиндрические обмотки применяют в качестве обмоток ВН для масляных трансформаторов мощностью до 400 кВ·А при напряжении до 35 кВ (см. рис. 4.4, б).

По направлению намотки, подобно резьбе винта, различают обмотки левые и правые. Это относится к цилиндрическим, катушечным и винтовым обмоткам. В многослойных слоевых обмотках направление всей обмотки считается по направлению ее первого внутреннего слоя (рис. 4.5).

Принципиально новой модификацией цилиндрической обмотки являются обмотки, намотанные из неизолированной алюминиевой фольги, находящие применение в трансформаторах мощностью от 25 до 630 кВ·А (рис. 4.6). Лента рулонной фольги имеет ширину, равную высоте катушки, а для обмоток с рабочим напряжением до 1 кВ — высоту обмотки. Изоляцией между витками служит полоса (или несколько вместе сложенных полос) конденсаторной, телефонной или кабельной бумаги. Ширина полосы бумаги принимается на 6—8 мм больше ширины ленты. Лента фольги вместе с полосой (полосами) бумаги наматывается на цилиндрической оправке с диаметром, равным внутреннему диаметру обмотки. После намотки обмотка снимается с оправки, бумага, выступающая за торцы обмотки на 3—4 мм, пропитывается эпоксидной смолой, запекается и обжимается, образуя монолитный изоляционный слой на торцевых поверхностях обмотки (каатушки).

Обмотки из алюминиевой фольги легко наматываются, хорошо выдерживают механические воздействия при КЗ трансформатора и имеют высокую теплопроводность в осевом и радиальном направлениях, что приводит к более равномерному распределению темпе-

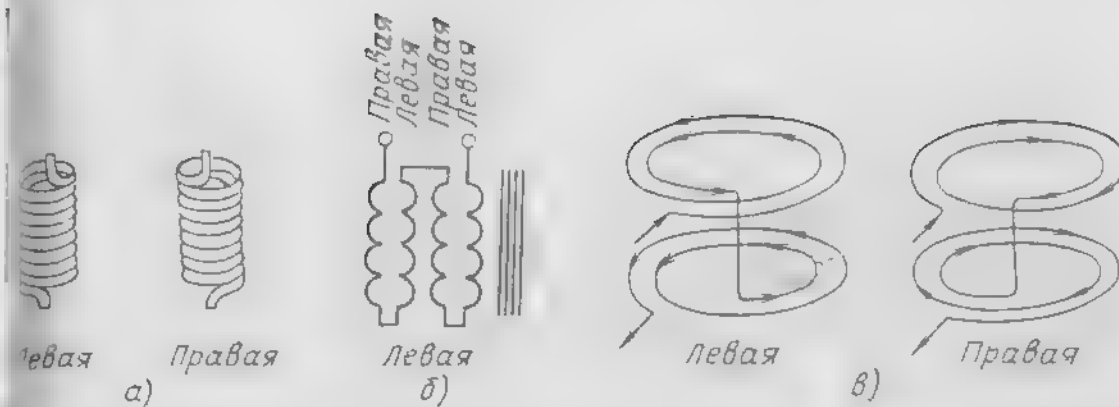
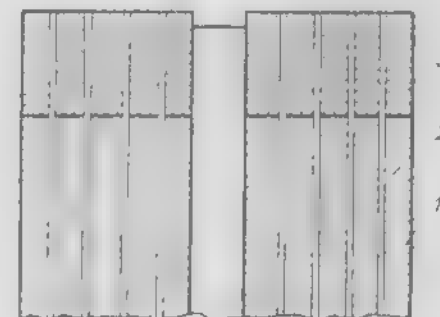


рис. 4.5. Направление намотки обмоток:

а) непрерывных

рис. 4.6. Многослойная цилиндрическая обмотка из алюминиевой фольги:

1 — фольга, 2 — междуслойная изоляция, 3 — торцовый слой



ратуры по высоте и ширине обмотки и к снижению температуры наиболее нагретой точки по сравнению с обмотками, намотанными из изолированного провода.

Основными недостатками обмоток из алюминиевой фольги являются: высокая цена фольги, превышающая цену изолированного алюминиевого провода примерно на 40%; сложность изготовления обмоток ВН классов напряжения 10 и 35 кВ с обязательным разделением этих обмоток на катушки, соединяемые при помощи пайки, и трудность крепления отводов к обмоткам из фольги с толщиной менее 0,1 мм вследствие малой механической прочности этой фольги. Последний (и первый) виток обмотки из фольги толщиной 0,1—0,2 мм может завершаться алюминиевой шиной, прикрепленной к фольге точечной сваркой. Сложность изготовления обмотки ВН приводит к тому, что в некоторых случаях предпочитают обмотку НН выполнять из фольги, а обмотку ВН из провода.

4.3. Конструкции винтовых обмоток: одноходовой, многоходовой, из транспонированного провода

Винтовые обмотки могут быть одноходовыми (рис. 4.7, а) и двухходовыми (многоходовыми) (рис. 4.7, б). Одноходовая винтовая обмотка состоит из ряда витков, которые следуют один за другим по винтовой линии с каналами между ними. В каждый виток входит один или несколько параллельных проводов, укладываемых в один ряд вплотную друг к другу в радиальном направлении (рис. 4.7, а, в).

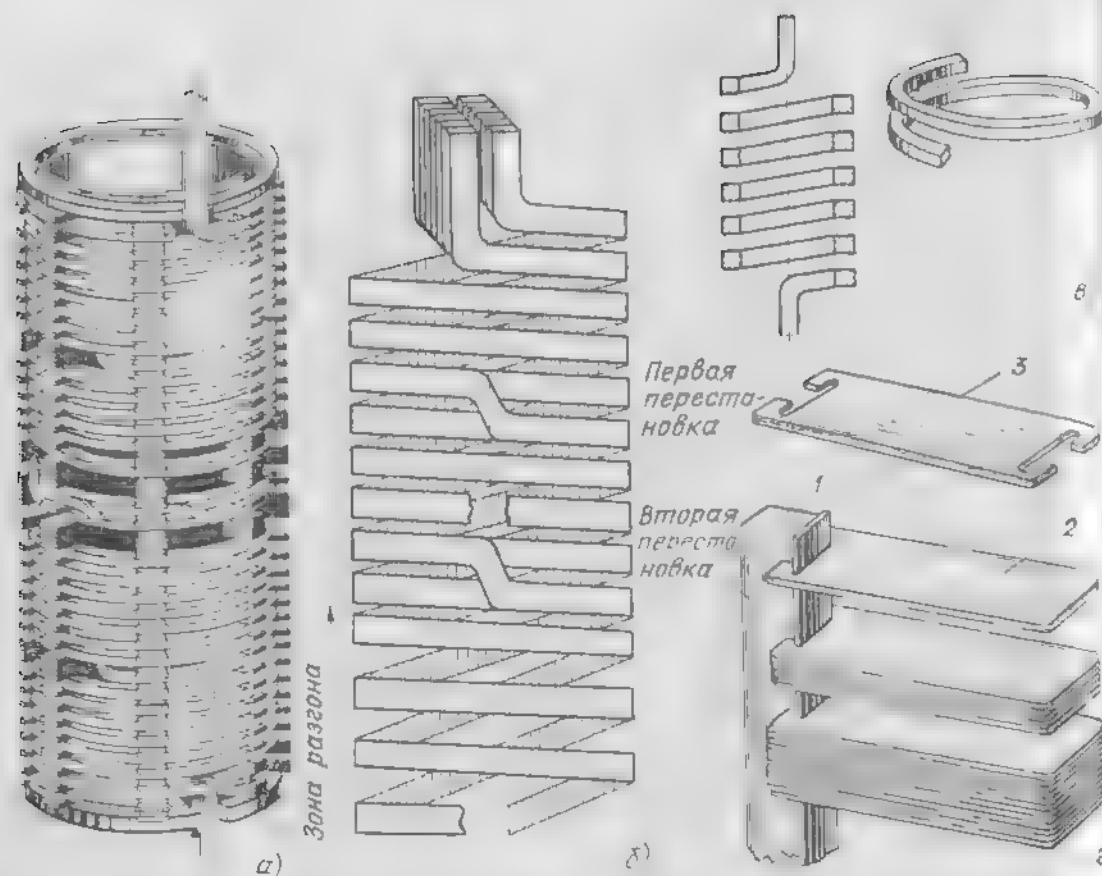


Рис. 4.7. Винтовые обмотки одноходовая (а), двухходовая (б), одноходовая на одного проводника в витке (в) и применяемые в них рейки и прокладки 1 — рейка, 2 — прокладка, 3 — прокладка

Двухходовая (многоходовая) винтовая обмотка состоит из двух (или более) одноходовых обмоток, вмотанных одна в другую в процессе изготовления. Каждый такой «ход» может включать до 40 параллельных проводов. Вертикальный канал вдоль внутренней поверхности обмотки и каналы между ее витками образуются рейками и прокладками (рис. 4.7, в).

Витки винтовой обмотки состоят, как правило, из большого числа параллельных проводов, расположенных концентрически и на разном расстоянии от ее оси, поэтому провода, расположенные ближе к оси, будут короче, а более удаленные — длиннее. Разница в длине и положении проводов в поле рассеяния вызывает неравенство их электрических и индуктивных сопротивлений. Разные сопротивления приводят к неравномерному распределению тока между ними, т. е. к перегрузке по току и увеличению потерь в одних и недогрузке в других проводниках. Для выравнивания распределения тока и, следовательно, снижения добавочных потерь в винтовых обмотках выполняют различные виды транспозиций (перестановок).

В одноходовой обмотке (обычно с числом проводов в витке

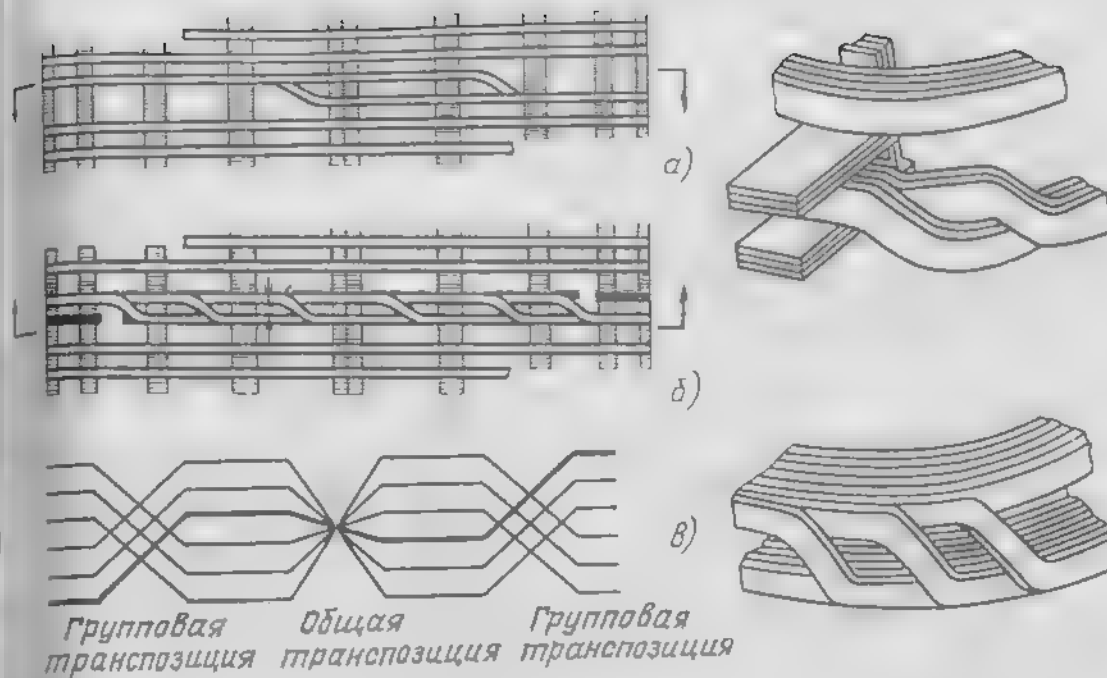


Рис. 4.8. Транспозиции одноходовой обмотки а — групповая, б — общая, в — схема транспозиции

до 12) используют комбинацию из транспозиций (рис. 4.8, а—в): двух групповых, когда провода в витке разделяют на две группы и обе группы меняют местами, и общей, когда изменяется взаимное расположение всех параллельных проводов. Если в одноходовой обмотке имеется 12, 16 и более параллельных проводов, то применяют транспозицию Бюда, позволяющую еще снизить добавочные потери.

В двухходовой винтовой обмотке используют равномерно распределенную транспозицию Хобарта, при выполнении которой все провода обмотки оказываются одинаково расположенными по отношению к продольному (осевому) полю рассеяния (длина проводов также почти одинакова) (рис. 4.9).

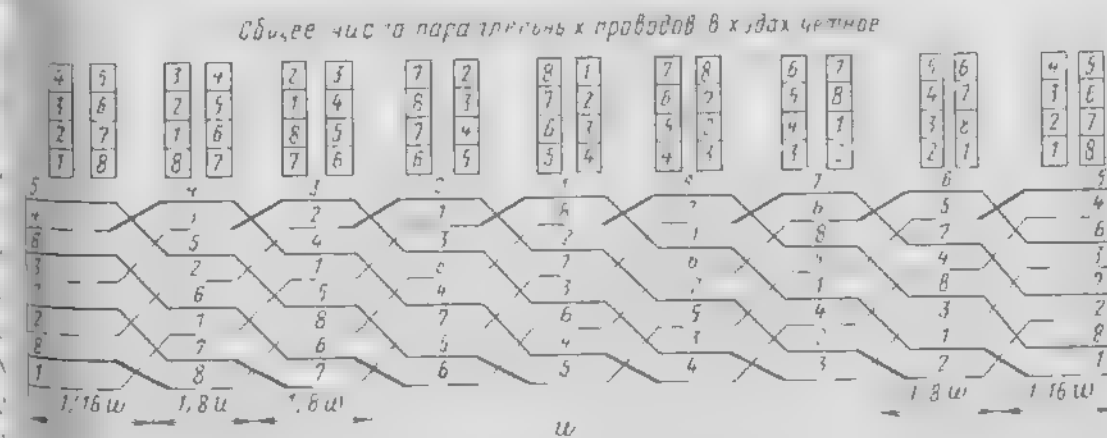


Рис. 4.9. Равномерно распределенная транспозиция

Винтовая обмотка обладает значительной торцовой поверхностью, обеспечивающей ее устойчивость к осевым усилиям при КЗ, хорошей механической прочностью и достаточной поверхностью охлаждения. Ее широко применяют для отмоток НН с относительно небольшим числом витков и значительными вторичными токами в трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и более.

Винтовая обмотка с любым числом ходов может быть намотана также из транспонированного провода. При этом отпадает необходимость в дополнительной транспозиции параллельных проводников, помимо той, которая сделана в самом проводе.

4.4. Конструкции непрерывных катушечных обмоток: простой переплетенной, с переплетением катушек, из подразделенного провода

Группу последовательно соединенных витков, наматываемую в виде плоской спирали и отделенную от других таких же групп, называют катушкой, а обмотку, состоящую из ряда катушек, расположенных в осевом направлении, — катушечной. Катушечные обмотки могут быть дисковыми и непрерывными.

Дисковая обмотка набирается из отдельно намотанных катушек, которые затем соединяют друг с другом электропайкой или другим способом (рис. 4.10, а).

Катушки считаются левыми, если провод от верхнего наружного конца укладывается против часовой стрелки, и правыми, если провод укладывается по часовой стрелке.

Непрерывная обмотка (рис. 4.10, б) наматывается без разрывов, т. е. переход из одной катушки 1 в другую 6 (см. рис. 4.10, д) производится без паяк. Для этого при намотке перекладывают витки каждой нечетной катушки так, чтобы один переход (из катушки в катушку) был снаружи обмотки, а другой — внутри. Катушки непрерывной обмотки наматывают на рейки 3, образующие вертикальный канал вдоль внутренней поверхности обмотки. На рейках закрепляют прокладки 5, создающие горизонтальные каналы между катушками. Иногда рейки ставят и вдоль наружной поверхности обмотки.

В витках обмотки может быть несколько, от одного до шести параллельных проводов (рис. 4.10, в). При двух и более проводах приходится выравнивать их длины и положение в магнитном поле рассеяния, для чего провода меняют местами, т. е. делают их транспозицию (рис. 4.10, г, д). Транспозиция параллельных проводов в непрерывной обмотке выполняется в процессе намотки на каждом переходе из катушки в катушку. Как правило, в одном пролете между двумя соседними прокладками (в одной «поле») делают переход одним параллельным проводом 2, В местах перехода провод изгибается на ребро, и его изоляция в этом месте нередко повреждается. После изгиба ее обяза-

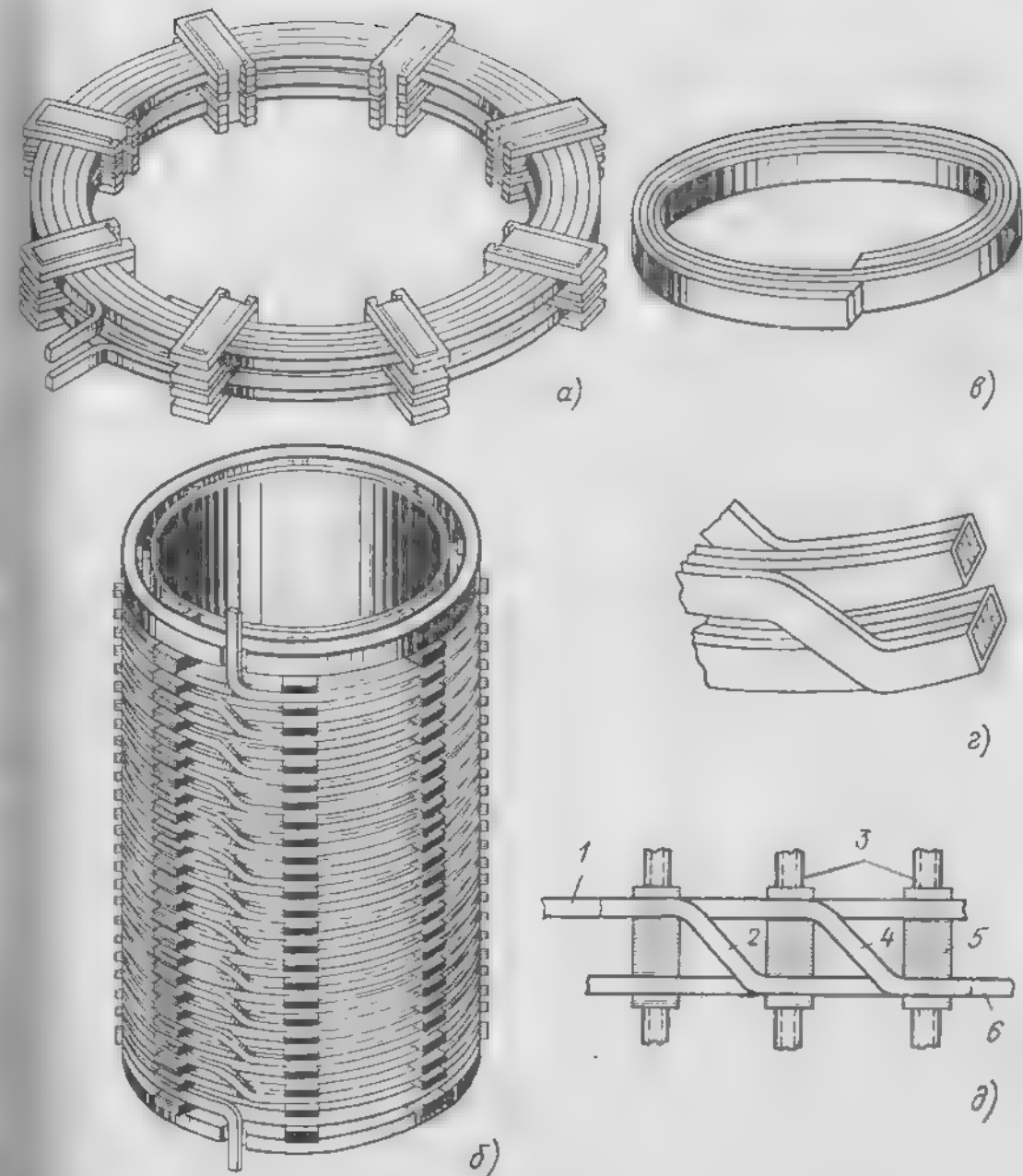


рис. 4.10. Непрерывная обмотка и ее элементы:

а — двойная дисковая катушка с зажимными прокладками; б — непрерывная обмотка из одного параллельного проводника; в — часть катушки непрерывной обмотки с двумя параллельными проводниками; г — переходы в катушках непрерывной обмотки; д — транспозиция проводников непрерывной обмотки

тельно восстанавливают, а сам провод надежно изолируют от соседних катушек (рис. 4.10, д).

Непрерывные обмотки могут выполняться с ответвлениями для регулирования напряжения. Обычно ответвления делают на наружных витках, чтобы между двумя соседними ответвлениями заключались витки, соответствующие одной ступени регулирования.

Преимуществом непрерывной катушечной обмотки (кроме

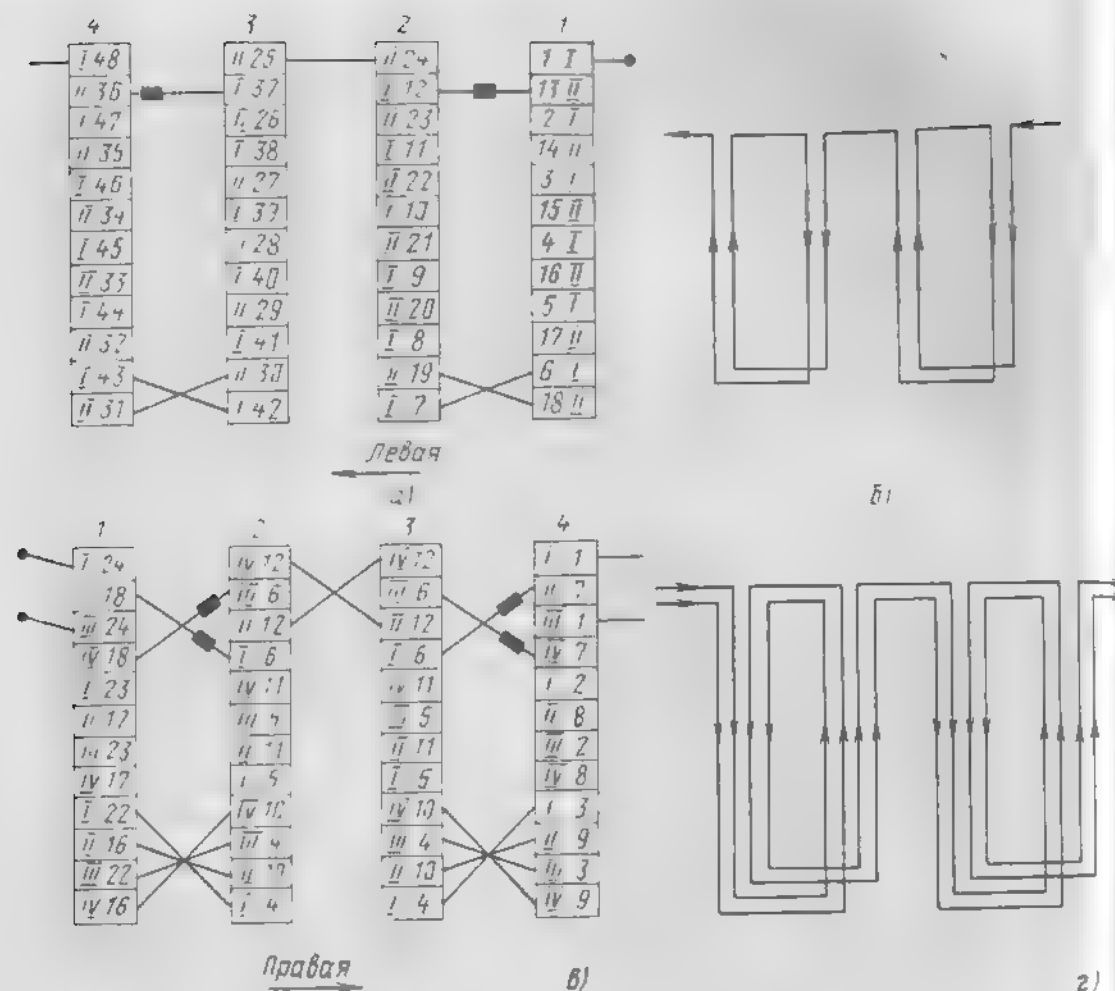


Рис. 4.11. Схемы соединения витков переплетенных обмоток

а) — при одном и двух параллельных проводниках в витке; б) — при двух параллельных проводниках в витке

отсутствия разрывов при намотке) является ее большая опорная поверхность и, следовательно, значительная устойчивость к осевым усилиям при КЗ. Другое преимущество — относительно свободный проход масла как вдоль поверхности, так и поперек (в горизонтальные каналы между катушками). Хорошее охлаждение позволяет увеличивать мощность обмотки, не опасаясь теплового разрушения ее изоляции. Благодаря указанным преимуществам, непрерывные обмотки широко применяют в трансформаторах различных мощностей и напряжений.

В последние годы защита обмоток от импульсных перенапряжений при классах напряжения от 220 кВ и выше выполняется путем сочетания емкостных колец с применением переплетенных катушечных обмоток, т. е. обмоток, в которых порядок последовательного соединения витков отличается от последовательного их расположения в катушках. Одна из схем переплетенной обмотки показана на рис. 4.11. Каждая катушка наматывается двумя параллельными проводниками, а затем производится соединение этих

проводов по схеме. Возможны и другие способы переплетения витков обмотки.

Намотка переплетенной обмотки любого типа является более сложной и трудоемкой, чем намотка обычной непрерывной катушечной обмотки. При этом требуется увеличение электрической прочности изоляции витков и повышение плотности ее наложения, однако это усложнение технологии и увеличение стоимости обмотки окупается почти линейным начальным распределением импульсного напряжения и хорошей грозозащитой обмотки. В переплетенной обмотке отпадает необходимость в экранирующих витках, но используются емкостные кольца. Применение переплетенных обмоток в настоящее время является, по-видимому, наилучшим методом защиты от импульсных перенапряжений для обмоток классов напряжения от 220 до 750 кВ.

Дисковая обмотка (см. рис. 4.10, а) состоит из ряда отдельно намотанных одинарных или двойных (спаренных) катушек, каждая из которых имеет несколько витков, намотанных один на другой по спирали. В зависимости от напряжения катушки дисковой обмотки могут иметь общую для всех витков дополнительную изоляцию, выполненную из лент кабельной или крепованной бумаги. Толщина дополнительной изоляции выбирается в зависимости от напряжения обмотки; в различных катушках одной обмотки она также может быть разной, — постепенно уменьшаясь от ввода в обмотку к основной ее части.

Различают одинарные и двойные дисковые катушки. Применение одинарных дисковых катушек удваивает количество паяк, причем соединение одинарных катушек осуществляется пайкой их наружных и внутренних концов. Изолировку одинарных дисковых катушек удобно производить на специальных изолировочных станках. Намотку дисковых катушек производят обмоточным проводом прямоугольного сечения в один или более (до восьми) параллельных проводов. Число витков в катушке обычно 4—25. Намотанные дисковые катушки изолируют, собирают в группы, производят их технологическую обработку (прессовку и сушку), а затем из катушек (соответственно их окончательному положению в обмотке) собирают обмотку или отдельную ее часть. Соединяют двойные катушки пайкой их наружных концов, выполненных в виде переходов из одной катушки (секции) в другую. Вертикальный канал у внутренней поверхности и горизонтальные каналы между катушками образуются П-образными замковыми прокладками из электрокартона, которые собираются из штампованных длинных и коротких (служащих «заполнителем») пластин, скрепляемых между собой полосой-замком. При установке замковых прокладок в дисковую катушку их располагают симметрично по окружности, выдерживая столбы прокладок строго по вертикали. Длинные пластины замковых прокладок образуют в обмотке горизонтальные

масляные каналы, а заполнители — вертикальные каналы. Дисковые обмотки являются наиболее трудоемкими при изготовлении. Они нашли широкое применение в мощных трансформаторах. При напряжениях 110—330 кВ входная зона обмотки, а при напряжениях 500 кВ и выше — вся обмотка ВН, помимо витковой изоляции, должна иметь общую для всех витков дополнительную (катушечную) изоляцию. Поэтому в конструкциях трансформаторов напряжением 110—330 кВ в обмотке ВН в непрерывной части обмотки «добавляют» изолированные дисковые катушки входной зоны, соединяя пайкой непрерывную и дисковую части обмотки. Обмотка ВН на напряжение 500 кВ всегда состоит из дисковых катушек или выполняется переплетенной (петлевой).

4.5. Специальные обмотки

4.5.1. СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потребители электрической энергии хотят получать ее в необходимом количестве и высокого качества. Под качеством электроэнергии понимается частота, симметрия и значение подводимого к потребителю напряжения.

Для экономичной и безаварийной работы любого потребителя необходимо, чтобы напряжение, подводимое к нему, было с минимальными отклонениями. Допустимые отклонения нормированы и не должны нарушаться. Так, для электродвигателей напряжение на зажимах не должно отличаться от номинального более чем от -5 до $+10\%$. При снижении напряжения, например на 10% , уменьшается частота вращения двигателя, возрастают токи в статоре и роторе, потери, нагрев изоляции, что ведет к сокращению срока службы и, следовательно, к преждевременному выходу двигателя из строя.

Для осветительных установок нормы еще более жесткие $\pm 5\%$ для жилых помещений и от $-2,5$ до $+5\%$ для общественных зданий и производственных помещений. При повышении напряжения сверх нормы резко сокращается срок службы электроламп, и при снижении — ухудшается освещаемость. Таким образом, колебания напряжения приводят к значительному ущербу, и их надо свести к минимальным.

Однако колебания напряжения сети неизбежны вследствие переменных режимов работы потребителей (дневные максимумы и ночные минимумы нагрузки), включения и отключения групп потребителей и других причин. Поэтому для поддержания неизменного уровня напряжения требуется постоянное его регулирование.

Различают два способа регулирования: местное и централизованное.

Под местным понимают регулирование напряжения на месте потребления, т. е. у каждого отдельного потребителя (например

в стабилизаторах телевизоров) или сразу для групп потребителей (например, для всех станков цеха). В последнем случае на цеховой подстанции устанавливают трансформатор с устройством регулирования напряжения, который включают, когда у всех потребителей, получающих питание от этого трансформатора, одновременно надо поддерживать определенный уровень напряжения (например, 380 В).

Напряжение можно регулировать без перерыва нагрузки или с отключением трансформатора от сети. В одних случаях потребитель даже не знает, что в трансформаторе происходят какие-то переключения: нагрузка не прерывается. Такой способ регулирования называют регулированием под нагрузкой (РПН), а трансформатор, в котором оно предусмотрено, трансформатором РПН. Однако РПН требует сложных и дорогих переключающих устройств, поэтому трансформаторы РПН устанавливают только там, где это дает заметный экономический эффект. В других случаях применяют регулирование напряжения без возбуждения, или переключение без возбуждения (ПБВ) после отключения всех обмоток трансформатора от сети. Трансформатор, в котором предусмотрено это регулирование, называют трансформатором ПБВ.

При ПБВ потребителя на время вообще отключают от сети, что неудобно и особенно там, где нагрузка меняется часто, но вместе с тем устройства ПБВ просты по конструкции и относительно дешевы.

Под централизованным понимают регулирование напряжения непосредственно на шинах генераторов электростанций изменением их возбуждения. Централизованное регулирование осуществляют обычно как «встречное», т. е. чтобы оно заранее «встречало» изменения напряжения, вызванные нагрузкой. Так, в период наибольших нагрузок у генераторов поднимают напряжение выше номинального, чтобы компенсировать повышенные потери напряжения в сети и поддержать его близким к номинальному. И наоборот, когда нагрузка снижается, уменьшают возбуждение генераторов и соответственно напряжение сети.

Наиболее распространено регулирование напряжения ступенчатым изменением числа витков одной из обмоток. Экономичнее выполнять регулирование в той обмотке, напряжение которой меняется особенно часто. Например, у трансформатора, питающего потребителя с переменной нагрузкой, целесообразнее регулировать число витков в обмотке НН, и наоборот, если нагрузка спокойна, а первичное напряжение часто меняется, регулирование выгодно осуществлять в обмотке ВН. Тем не менее подавляющее большинство трансформаторов изготовляют с регулированием числа витков в обмотке ВН, поскольку в обмотке НН большой ток и переключающее устройство получается очень громоздким. В обмотке ВН ток в десятки раз меньше,

и переключающее устройство получается сравнительно небольшим, хотя его приходится изолировать от заземленных частей трансформатора.

В эксплуатации происходят различные случаи изменения напряжений. Например, при постоянном ВН меняется нагрузка и, следовательно, вторичное напряжение или, наоборот, изменяется ВН при постоянной нагрузке. Нередки случаи одновременного изменения и ВН, и нагрузки.

Напряжение регулируют чаще изменением основного магнитного поля в магнитопроводе. Так, при постоянном ВН и уменьшении вторичного напряжения следует увеличить магнитное поле, чтобы восстановить номинальное НН. Это достигается уменьшением числа витков в обмотке ВН. Индуцированное напряжение, равное первичному, пропорционально произведению числа витков ω_1 и интенсивности магнитного поля B (магнитной индукции): $U_1 \equiv \omega_1 B$.

При постоянном напряжении U_1 для увеличения индукции надо уменьшить число витков в первичной обмотке, и наоборот, если нагрузка падает, а напряжение U_2 растет, следует уменьшить интенсивность поля, т. е. увеличить число витков в первичной обмотке.

Если изменяется первичное напряжение, следует поддерживать для сохранения НН магнитное поле неизменным, что достигается соответственным изменением числа витков ω_1 : при повышении напряжения U_1 (например, на 10%) надо увеличить на столько же число витков ω_1 , при снижении U_1 — уменьшить их.

При одновременном изменении напряжений U_1 и U_2 (например, при их уменьшении) следует отключить такую часть витков, чтобы скомпенсировать снижение этих напряжений. Наконец, когда регулирование возможно в обмотке НН, основное магнитное поле (при неизменном U_1) остается постоянным, а увеличение (или уменьшение) НН осуществляется включением (или отключением) части последовательно соединенных витков обмотки НН.

Во всех случаях принцип регулирования заключается в изменении числа витков в обмотке трансформатора определенными ступенями. Обычно в обмотке ВН выделяют регулировочную часть (иногда в виде отдельной обмотки) и разделяют на ряд ступеней с необходимым числом витков, концы которых выводят с помощью ответвлений (рис. 4.12, а—д).

У трансформаторов ПБВ небольшой мощности (до 630 кВ·А) выполняют обычно три — пять ступеней (напряжение регулируют в пределах $\pm 5\%$ ступенями по 5 и 2,5%), располагая их в конце или середине обмотки (рис. 4.12, а—в). Отключение части витков ухудшает магнитную симметрию и увеличивает опасность от возникающих электродинамических усилий. Поэтому в более мощных трансформаторах стремятся выполнять магнитно-сим-

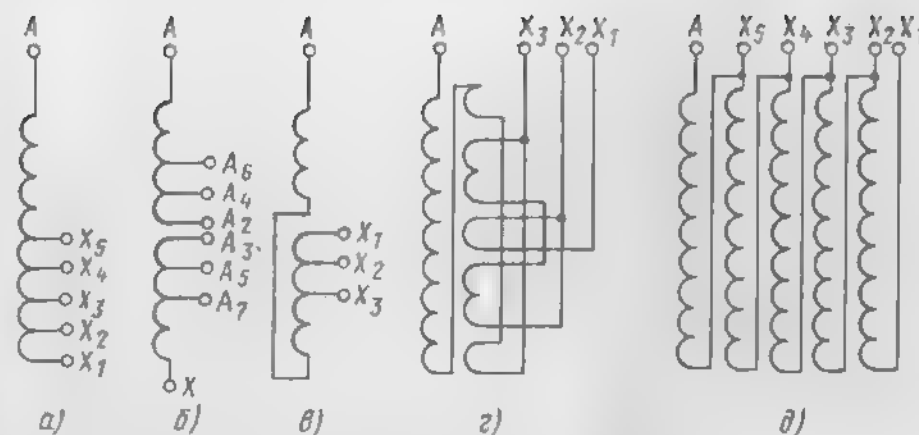


Рис. 4.12. Схемы обмоток с регулировочными ответвлениями в обмотке ВН: а — пятью в конце; б — шестью в середине; в — тремя в конце (оборотная); г — магнитно-симметричная; д — магнитно-симметричная с пятью соответствующими и отдельной регулировочной обмоткой

метричные схемы соединения регулировочных частей обмоток ВН (рис. 4.12, г, д). Витки регулировочных ступеней в таких обмотках отключают не с одного конца, а симметрично относительно середины обмоток (рис. 4.12, г) или по всей высоте

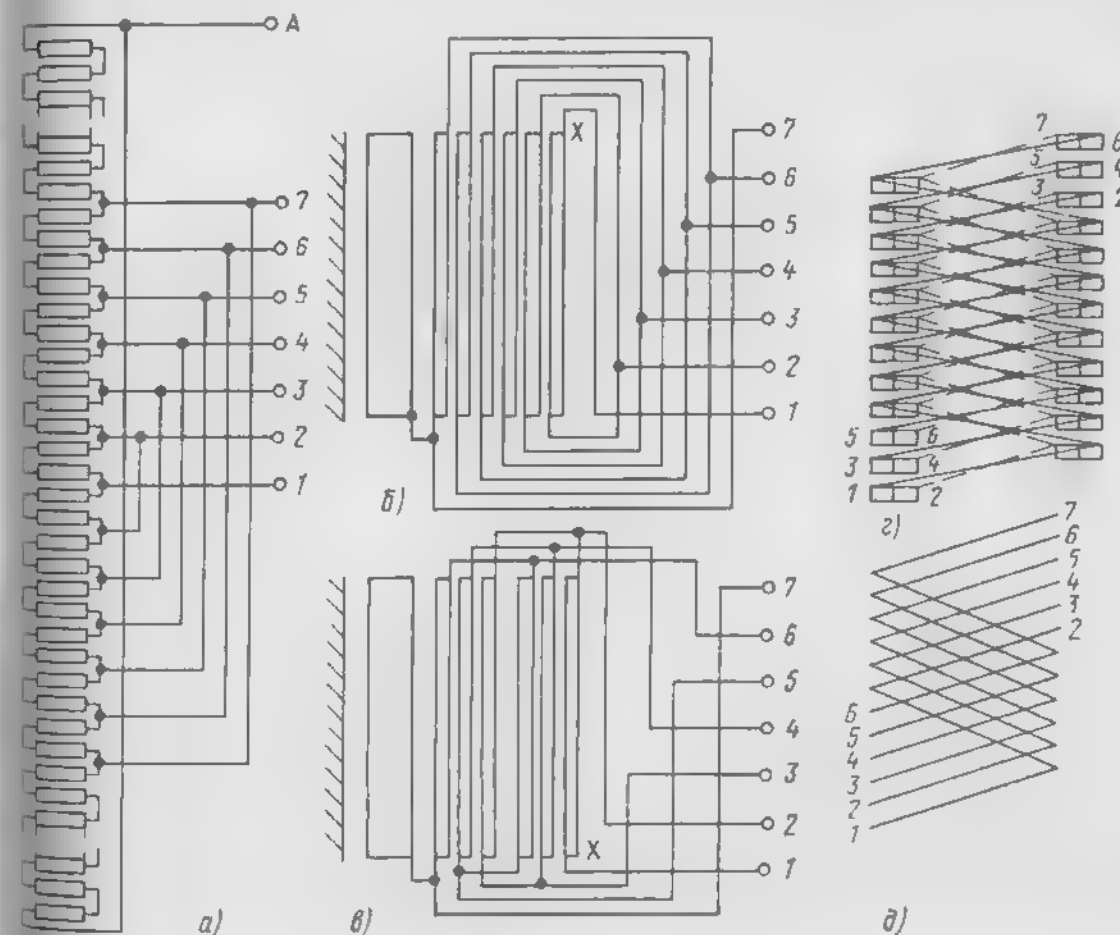


Рис. 4.13. Виды регулировочных обмоток:

а — непрерывная обмотка с регулировочными катушками, расположенными в середине; б, в — многокатушечные цилиндрические обмотки с одной ступенью в слое; г, д — многозаходные обмотки с несколькими ступенями в слое

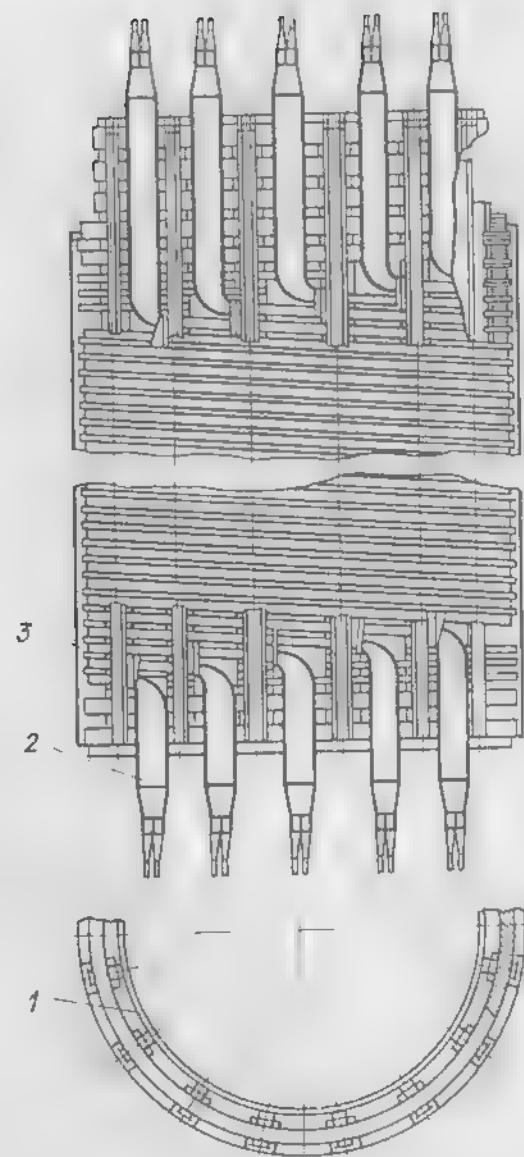


Рис. 4.14. Пятиходовая винтовая регулировочная обмотка
1 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 2 — один ход пятиходовой обмотки; 3 — прошивная наружная рейка

обмотки (рис. 4.12, д). Последнее отключение особенно широко применяется в трансформаторах РПН с диапазоном регулирования напряжения $\pm (10-12)\%$ и более.

Регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой осуществляется по двум схемам: с реверсом регулировочной обмотки и со ступенями грубого и тонкого регулирования.

В первом случае делается только одна регулировочная обмотка с ответвлениями, соответствующими отдельным ступеням регулирования. Такая обмотка, называемая обмоткой тонкого регулирования, при помощи специального переключателя-реверсора может соединяться последовательно или встречно с обмоткой ВН и таким образом обеспечивать регулирование в пределах $\pm n$ ступеней регулирования

(рис. 4.13, а). Для того чтобы при реверсировании не получить повторно двух одинаковых напряжений, регулировочную обмотку выполняют с $n+1$ ступенями.

В трансформаторах класса напряжения 35 кВ с номинальной мощностью до 6,3 МВ·А, а иногда и при больших мощностях регулировочные обмотки являются частью основной обмотки ВН и размещаются в середине ее высоты (рис. 4.13, а) аналогично системе регулирования ПВВ. В этом случае они делаются той же конструкции, что и обмотки ВН (катушечные обмотки).

В трансформаторах большей мощности класса напряжения 35 кВ и при всех мощностях трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше регулировочные обмотки делаются отдельно и размещаются концентрически снаружи обмотки ВН (рис. 4.13, б—д). Они выполняются в виде многоходовых винтовых, где отдельные ходы соединяются последовательно (рис. 4.14). Каждый ход такой обмотки образует одну регули-

ровочную ступень. В зависимости от числа витков регулировочная обмотка наматывается с интервалом между проводами или без него, на одном цилиндре или на двух. В зависимости от назначения тока обмотка имеет один или несколько параллельных проводов.

4.5.2. ОБМОТКИ ИЗ ШИН И ЛИСТОВ МЕДИ

В конструкциях электропечных трансформаторов широкое распространение получили концентрические обмотки, где обмотка НН выполняется из шин или листов меди, а в некоторых мощных агрегатах обмотки НН входящих в них регулировочных трансформаторов даже соединяют внутри бака последовательно.

Конструкции обмоток НН показаны на рис. 4.15.

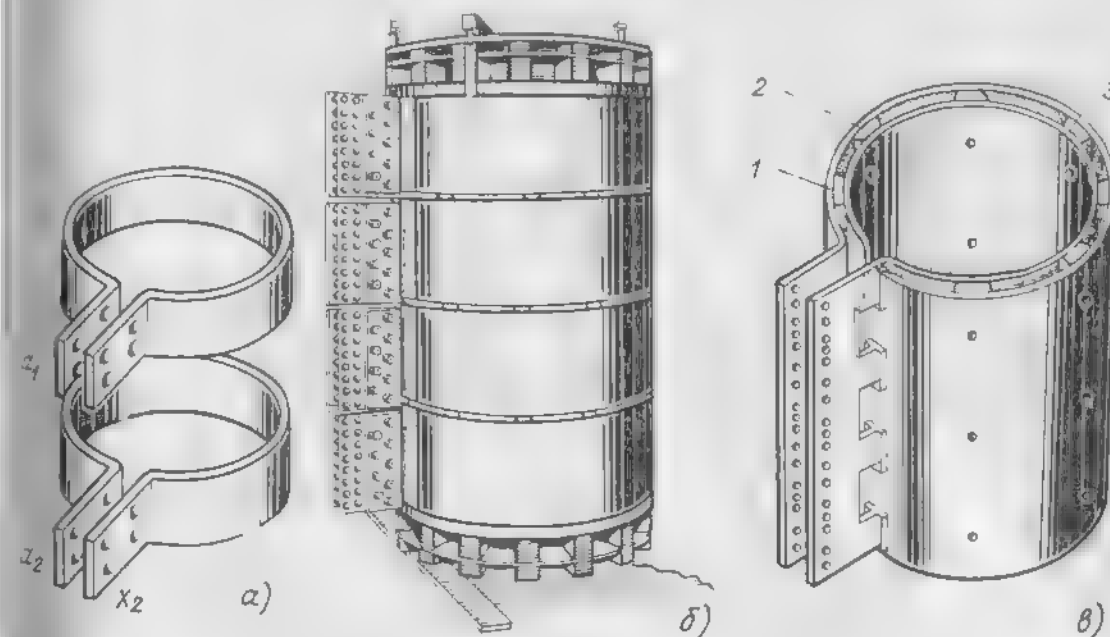


Рис. 4.15. Отдельные катушки из шин (а), обмотка НН из медных шин (б) и обмотка НН из листовой меди (в):
1 — витки; 2 — рейка

4.6. Конструкции прессующих устройств

Все силовые трансформаторы должны выдерживать без повреждений и остаточных деформаций внезапные сквозные (внешние) КЗ. Допустимая длительность прохождения и кратность установившегося тока КЗ указаны в ГОСТ и ТУ. Наибольшая допустимая продолжительность КЗ на зажимах трансформатора не должна превышать нескольких секунд. Установлено, что большинство разрушений обмоток силовых трансформаторов при сквозных КЗ происходит от действия осевых электромагнитных сил. Для защиты от механического разрушения обмотки закрепляют с помощью осевой прессовки.

Подпрессовка обмоток особенно необходима в первые годы после ввода трансформатора в эксплуатацию, пока межкатушечная и опорная изоляции еще получают остаточные деформации.

Существует два способа осевой прессовки обмоток: вертикальными шпильками и ярмовыми балками; прессующими (нажимными) кольцами и винтами.

Прессующие кольца обмоток устанавливают в трансформаторах, регулируемых под нагрузкой, мощностью более 630 кВ·А, а также в трансформаторах мощностью 1000—6300 кВ·А и выше, переключаемых без возбуждения.

Прессовку вертикальными шпильками и ярмовыми балками (рис. 4.16) производят завинчиванием верхних гаек 2 на стальных вертикальных шпильках 4, закрепленных на нижних ярмовых балках; при этом осаживают вниз верхние ярмовые балки, сжимая до получения требуемой высоты обмотки НН и ВН всех фаз вместе с ярмовой и уравнивающей изоляцией. Во избежание ослабления прессовки гайки 2 закрепляют контргайками 1. Вертикальные шпильки устанавливают на концах балок или в пролетах между фазами (по четыре на трансформатор). Ярмы стягивают балками после прессовки обмоток.

Однако этот способ применяют только для трансформаторов I и II габаритов. Благодаря особенностям их конструкции осевые размеры обмоток при намотке выдерживаются с большой точностью, а витковая и концевая изоляции имеют относительно

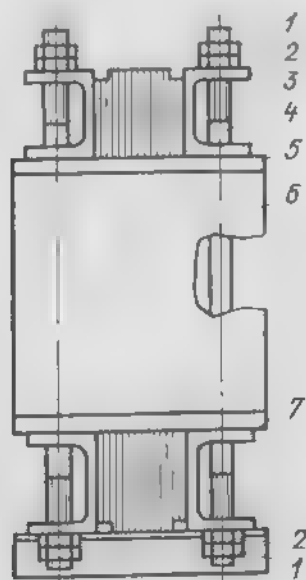


Рис. 4.16. Прессовка обмоток вертикальными шпильками и ярмовыми балками:

1 — контргайка, 2 — гайка, 3 — верхняя ярмовая балка, 4 — шпилька, 5 — концевая изоляция, 6 — обмотки, 7 — нижняя ярмовая балка

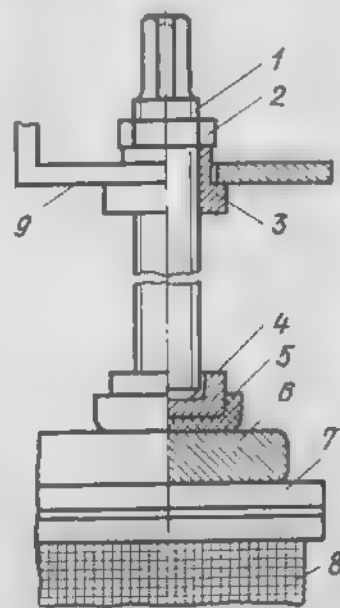


Рис. 4.17. Прессовка обмоток кольцами и нажимными винтами:

1 — винт; 2 — гайка; 3 — стальная втулка; 4 — стальная пята; 5 — изоляционная пята; 6 — прессующее кольцо; 7 — концевая изоляция; 8 — обмотка; 9 — полка верхней ярмовой балки

небольшие размеры, вследствие чего их усадка после сушки и в процессе эксплуатации трансформатора незначительна и обмотки удерживаются в хорошо опрессованном состоянии.

У трансформаторов III габарита и выше электроизоляционные детали обмоток (витковая изоляция, прокладки), концевая и главная изоляции занимают значительную долю высоты окна магнитной системы; причем обмотки ВН и НН имеют разную изоляцию, что не позволяет получить с достаточной точностью одинаковую усадку, а следовательно, высоту обмоток и изоляции при изготовлении и сборке.

Равномерность прессовки и высокая механическая стойкость обмоток таких трансформаторов достигаются другим способом — применением массивных стальных прессующих колец, уложенных поверх верхней изоляции обмоток на каждом стержне, и давящих на них нажимных винтов, установленных в полках верхних ярмовых балок (рис. 4.17).

На концевой изоляции 7 обмоток 8 установлено плоское прессующее (нажимное) кольцо 6 (оно имеет разрыв во избежание короткозамкнутого витка). В полку 9 верхней ярмовой балки вварены круглые стальные втулки 3, в которые ввинчивают нажимные винты 1. Если винтами давить непосредственно на прессующее кольцо, то оно через винты и ярмовую балку замкнется и образуется короткозамкнутый виток. Стальное кольцо изолируют от ярмовых балок подкладками (пятами), выполненными из пластмассы, текстолита, прессованного электрокартона или специального пресс-порошка. Чтобы при завинчивании винта давление не было сосредоточенным и не продавилась изоляционная подкладка, в нее вставляют дополнительную стальную пята 4. Самоотвинчивание винтов в процессе работы трансформатора или при его транспортировке предотвращают установкой гаек 2, которые затягивают до отказа. Для равномерной прессовки обмоток устанавливают на каждое прессующее кольцо четыре — шесть винтов (у более мощных трансформаторов их количество увеличивают).

Для обмоток силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно применяют в основном общую прессовку, т. е. все обмотки, расположенные на стержне, прессуют одним общим кольцом. Для мощных трехобмоточных и всех трансформаторов напряжением 220 кВ и более обычно используют раздельную прессовку обмоток — каждую обмотку прессуют своим кольцом.

Каждое прессующее кольцо заземляют шинкой, изготовленной из медной луженой ленты толщиной 0,3 мм, которая соединяет его с заземленной ярмовой балкой. Шинку крепят к кольцам болтами с помощью приваренных к ним бобышек. При раздельной прессовке обмоток трехобмоточного трансфор-

матора заземление кольца обмотки СН осуществляется удлиненной шинкой так же, как и обмоток НН и ВН.

Заземление колец производят со стороны отводов НН, строго соблюдая указания чертежа. Ошибка в подсоединении заземления может привести к образованию контура; неплотный контакт заземляющей шинки с кольцом — к чрезмерному нагреву места соединения и искрению, а следовательно, к газообразованию в масле. Для плотного присоединения шинки устанавливают стопорную и пружинную шайбы.

В целях экономии металла, совершенствования конструкции и уменьшения добавочных потерь ведутся работы по замене стальных прессующих колец кольцами из пластиковых изоляционных материалов.

Возникновение электродинамических сил при КЗ трансформатора является сложным процессом, протекание которого зависит от многих факторов. Теоретические исследования этого процесса позволили создать методики расчета этих сил — упрощенные для ручного метода расчета и уточненные для расчета с использованием ЭВМ. Первые из них позволяют с приемлемой точностью получить представление о значениях суммарных сил, действующих на обмотки, вторые позволяют с достаточной точностью рассчитать значения сил, действующих на отдельные части обмотки.

Эти методики, однако, разработаны при некоторых существенных допущениях — не учтены силы инерции, трения, резонансные явления в обмотках, обмотки считаются механически монолитными, что не вполне соответствует истинной картине явлений и требует уточнения путем проведения экспериментальных исследований.

Контрольные вопросы

1. Обмотка и ее элементы.
2. Требования, предъявляемые к обмоткам.
3. Цилиндрическая обмотка, ее разновидности, область применения.
4. Катушечная обмотка, ее разновидности, область применения.
5. Винтовая обмотка, область применения.
6. Способы регулирования напряжения трансформаторов.
7. Специальные обмотки: регулировочные, из шинного и листового материала.
8. Конструкции прессующих устройств.

ИЗОЛЯЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1. Классификация изоляции трансформаторов

Каждый силовой трансформатор при оценке его электрической прочности может быть представлен состоящим из трех систем — системы частей, находящихся во включенном трансформаторе под напряжением, системы заземленных частей и системы изоляции, разделяющей как первые две системы, так и отдельные части, находящиеся под напряжением.

К системе частей, находящихся под напряжением, относятся все металлические части и детали, служащие для проведения рабочего тока (обмотки, контакты переключателей ступеней напряжения, отводы, проходные шины и шпильки вводов и пр.), также все гальванически соединенные с ними детали (защитные экраны, емкостные кольца, металлические колпаки проходных изоляторов и др.).

К системе заземленных частей следует отнести: магнитную систему со всеми металлическими деталями, служащими для ее крепления; бак и систему охлаждения, также со всеми деталями и металлической арматурой в масляных трансформаторах, или защитный кожух в сухих трансформаторах.

Изоляция, разделяющая части, находящиеся под напряжением, между собой и отделяющая их от заземленных частей, в силовых трансформаторах выполняется в виде конструкций из деталей из твердых диэлектриков — электроизоляционного картона, кабельной бумаги, лакотканей, дерева, текстолита, бумажно-бакелитовых изделий, фарфора и других материалов. Части изоляционных промежутков, не заполненные твердым диэлектриком, заполняются жидким или газообразным диэлектриком — трансформаторным маслом в масляных трансформаторах, атмосферным воздухом в сухих трансформаторах. В качестве такого диэлектрика иногда применяются и другие жидкости и газы, а также практикуется заливка всего трансформатора компаундом или заполнение кварцевым песком.

Изоляция обмоток может быть подразделена на главную изоляцию, т. е. изоляцию каждой из обмоток от заземленных частей и от других обмоток, и продольную изоляцию — между различными точками данной обмотки, т. е. между витками, слоями и элементами емкостной защиты. Аналогично можно подразделить также и изоляцию отводов и переключателей. Разделение изоляции на главную и продольную может быть отнесено к масляным и сухим трансформаторам.

Классом напряжения обмотки называют длительно допустимое рабочее напряжение. Класс напряжения обмотки трансфор-

матора совпадает с номинальным напряжением электрической сети, в которую обмотка включается. Классом напряжения трансформатора считают класс напряжения обмотки ВН. Каждому классу напряжения трансформатора соответствуют номинальное рабочее напряжение и определенные испытательные переменные напряжения при 50 Гц и импульсное. Так, для класса напряжения 35 кВ номинальными напряжениями по ГОСТ 721-77 являются 35; 36,75 и 38,5 кВ; наибольшее рабочее напряжение равно 40,5 кВ; испытательное переменное напряжение 50 Гц по ГОСТ 1516.1-76 равно 85 кВ, а импульсное для полной волны 200 кВ.

5.2. Требования, предъявляемые к изоляции трансформатора

Изоляция трансформатора должна выдерживать без повреждений электрические, тепловые, механические и физико-химические воздействия, которым она подвергается при эксплуатации трансформатора.

Стоимость изоляции составляет существенную долю стоимости трансформатора. Для трансформаторов классов напряжения 220—500 кВ стоимость изоляции, включая масло, достигает 15—20% стоимости всего трансформатора.

Главными задачами при проектировании изоляции трансформатора являются: определение тех воздействий, прежде всего электрических, которым изоляция подвергается в процессе эксплуатации; выбор принципиальной конструкции изоляции и форм изоляционных деталей; выбор изоляционных материалов, заполняющих изоляционные промежутки, и размеров изоляционных промежутков.

В эксплуатации силовой трансформатор постоянно находится во включенном состоянии, а его изоляция — под длительным воздействием рабочего напряжения, которое она должна выдерживать без каких-либо повреждений неограниченно долгое время. Допустимые продолжительные превышения напряжения должны быть указаны в стандартах на конкретные типы и группы трансформаторов. Согласно требованию ГОСТ 11677-81 силовые трансформаторы должны быть также рассчитаны на работу в определенных условиях при кратковременном напряжении, превышающем номинальное до 15 и 30%. В электрической системе, в которой работает трансформатор, вследствие нормальных коммутационных процессов (включения и выключения больших мощностей и т. д.) или процессов аварийного характера (КЗ, обрывов линий и т. д.) возникают кратковременные перенапряжения, достигающие в отдельных редких случаях значений, близких к четырехкратному фазному напряжению. Длительность этих перенапряжений измеряется сотыми долями секунды и, как правило, не превышает 0,1 с. Нормальное рабочее

напряжение и перенапряжение коммутационного характера действуют в основном на главную изоляцию обмотки.

В воздушной сети могут возникать также импульсные волны перенапряжений, вызванных грозовыми атмосферными разрядами. Достигая трансформатора, они воздействуют на его изоляцию. Атмосферные перенапряжения в отдельных неблагоприятных случаях достигают 10-кратного фазного напряжения при длительности, измеряемой микросекундами. Воздействие атмосферных грозовых перенапряжений сказывается главным образом на продольной изоляции обмоток трансформатора, в частности, на изоляции между витками, между слоями витков между отдельными катушками обмотки.

При возникновении перенапряжений того или иного типа в случае недостаточной электрической прочности изоляции может произойти электрический разряд или даже пробой, т. е. местное разрушение изоляции.

Для упрощения расчета и стандартизации требований, предъявляемых к электрической прочности изоляции готового трансформатора, электрический расчет изоляции производится так, чтобы она могла выдержать приемо-сдаточные и приемочные испытания, предусмотренные соответствующими нормами. Формы испытаний составлены с учетом возможных в практике значений, длительности и характера электрических воздействий, держат необходимые запасы прочности и закреплены в ГОСТ. Формы периодически пересматриваются в соответствии с уточнением технических требований, предъявляемых к трансформаторам, развитием их производства и улучшением условий эксплуатации. Эти нормы являются строго обязательными для всех предприятий, выпускающих трансформаторы (табл. 5.1). Электрическая прочность изоляции трансформатора обес-

Таблица 5.1. Нормы испытательных напряжений (ГОСТ 1516.1-76)

класс напряжения, кВ	Испытательные напряжения		
	приложенное действующее $U_{\text{д}}$, кВ	импульсное амплитудное (кВ) при волне	
		полной	срезанной
3	18	44	50
6	25	60	70
10	35	80	90
15	45	108	120
20	55	130	150
35	85	200	225
110	200	480	550
150	230	550	600
220	325	750	835
330	460	1050	1150
500	630	1550	1650

печивается прежде всего правильным учетом тех электрических воздействий, которые эта изоляция испытывает в эксплуатации, и правильным выбором норм, т. е. испытательных напряжений и методов воздействия на изоляцию при приемосдаточных и приемочных испытаниях трансформаторов. Именно условиями электрической прочности определяется выбор принципиальной конструкции изоляции и форм ее деталей.

Обмотки и все токоведущие части трансформатора при его работе нагреваются. Как длительное, так и кратковременное (аварийное) воздействие высоких температур на изоляцию обмоток вызывает старение изоляции, которая постепенно теряет свою эластичность, становится хрупкой, снижается ее электрическая прочность, и она разрушается. В правильно рассчитанном и правильно эксплуатируемом трансформаторе изоляция обмоток должна служить 25 лет и более.

Необходимая нагревостойкость изоляции, гарантирующая длительную безаварийную работу трансформатора, достигается ограничением допустимой температуры его обмоток и масла применением изоляционных материалов соответствующего класса, выдерживающих длительное воздействие допустимой температуры, и рациональной конструкцией обмоток и изоляционных деталей, обеспечивающей их нормальное охлаждение.

При прохождении электрического тока по обмоткам и другим токоведущим частям между ними возникают механические силы. В аварийном случае КЗ трансформатора механические силы, достигая значений тем больших, чем больше мощность трансформатора, могут вызвать разрушающие напряжения в межкатушечной или опорной изоляции обмоток.

Выбор изоляционных материалов производится с учетом их изоляционных свойств, механической прочности и химической стойкости по отношению к трансформаторному маслу, если речь идет о масляном трансформаторе. Материал не должен вступать в химические реакции с маслом при температуре до 110°C и не должен содействовать химическим и физическим изменениям масла в качестве катализатора. В трансформаторостроении накоплен достаточный опыт для выбора изоляционных материалов для масляных и сухих трансформаторов, имеющих необходимые изоляционные свойства, стойких в химическом отношении и обладающих достаточной механической прочностью, позволяющей им выдерживать механические воздействия при аварийных процессах в трансформаторе. Материалы, применяемые в масляных трансформаторах, например электроизоляционный картон, бумага разных сортов, фарфор, хлопчатобумажная лента, не вступают в химическое взаимодействие с маслом, не разрушаются сами и не способствуют химическому разложению и загрязнению масла.

Изоляционные материалы, имеющие в том или ином

смола, лаки и эмали, например эмалевая изоляция провода, бумажно-бакелитовые изделия, лакоткани, текстолит, должны содержать смолы, лаки и эмали, нерастворимые в трансформаторном масле.

В обычно применяемых конструкциях трансформаторов изоляция подвергается воздействию, как правило, только сжимающих усилий, а наиболее употребительные изоляционные материалы, например электроизоляционный картон, кабельная бумага, бумажно-бакелитовые изделия, текстолит, допускают сжимающие напряжения до 20–40 МПа, что практически оказывается совершенно достаточным, чтобы не произошло разрушение изоляции.

5.3. Основные типы изоляционных конструкций

В электрическом отношении изоляция трансформатора должна надежно предохранить части, находящиеся под напряжением, — обмотки, отводы, переключатели и вводы — от разряда между собой и на заземленные части, как при рабочем напряжении, так и при возможных перенапряжениях. Расчет изоляции для каждой части, находящейся под напряжением, обычно заключается: в выявлении основных изоляционных промежутков между этой частью и другими такими частями и заземленными деталями; в определении по нормам испытательных напряжений для этих промежутков; в выборе размеров этих промежутков и подборе изоляционных конструкций и материалов, обеспечивающих электрическую прочность при найденных испытательных напряжениях.

Расположение основных изоляционных промежутков определяется конструкцией трансформатора, взаимным расположением его обмоток, магнитной системы, бака и других частей. Так, в стержневом трансформаторе современной конструкции с concentрическими обмотками основными промежутками главной изоляции являются: осевые каналы между обмоткой НН и стержнем, между обмотками ВН и НН; пространство между торцами обмоток НН и ВН и ярмом; пространство между обмоткой ВН и стенкой бака и др. (рис. 5.1). Этим промежуткам соответствуют вполне определенные электрические воздействия при испытаниях трансформатора испытательным напряжением. В трансформаторе с чередующимися обмотками в связи с другим расположением обмоток изменится как расположение основных изоляционных промежутков, так и воздействие на них испытательных напряжений (рис. 5.2).

При расчете главной изоляции очень важно выявить все изоляционные промежутки, подверженные опасности пробоя, и правильно определить те испытательные напряжения, под воздействием которых эти промежутки будут находиться.

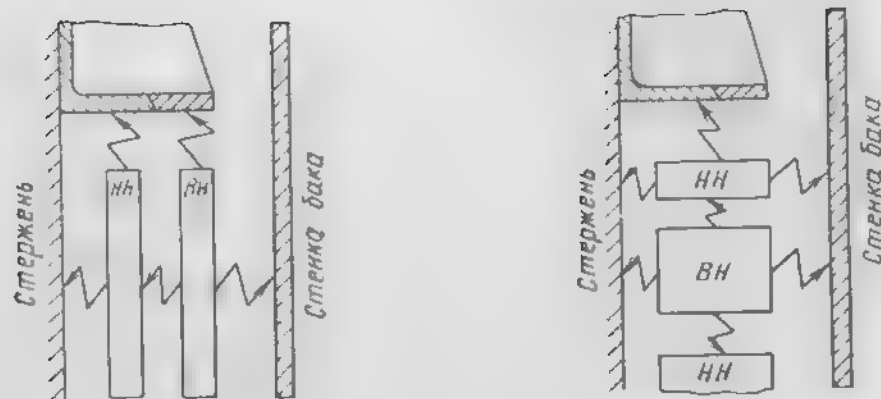


Рис. 5.1. Основные изоляционные промежутки главной изоляции в концентрических обмотках

Рис. 5.2. Основные изоляционные промежутки главной изоляции в чередующихся обмотках

Определение минимально допустимых размеров изоляционных промежутков тесно связано с теми изоляционными конструкциями, которыми будут заполняться эти промежутки. Каждая изоляционная конструкция, как бы сложна она ни была, всегда может быть представлена в виде комбинации из нескольких простых элементов (рис. 5.3):

сплошной изоляции из твердого изолирующего материала;

чисто масляного или воздушного промежутка;

барьера, т. е. перегородки из твердого изолирующего материала в масляном или воздушном промежутке;

покрытия одного или обоих электродов тонким слоем твердого изолирующего материала, плотно облегающего электрод и принимающего его форму;

изоляции, аналогичного покрытию, но отличающегося большей толщиной твердого диэлектрика, что обеспечивает снижение напряженности в масляной части промежутка.

Примеры простейших изоляционных конструкций применительно к масляному трансформатору показаны на рис. 5.4. В главной изоляции масляных и сухих трансформаторов обычно применяются конструкции, состоящие из комбинации нескольких элементов. Размеры изоляционных промежутков и сложность конструкций обычно возрастают с ростом класса напряжения и испытательных напряжений трансформаторов.

В практике трансформаторостроения наибольшее распространение получила маслосбарьерная главная изоляция обмо-

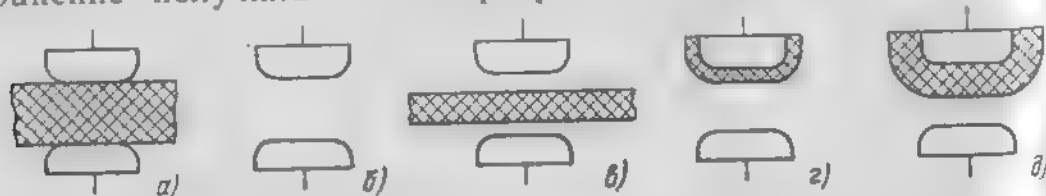


Рис. 5.3. Варианты заполнения изоляционных промежутков:

а — твердая изоляция, б — масляный промежуток; в — барьер; г — покрытый электрод, д — изолированный электрод

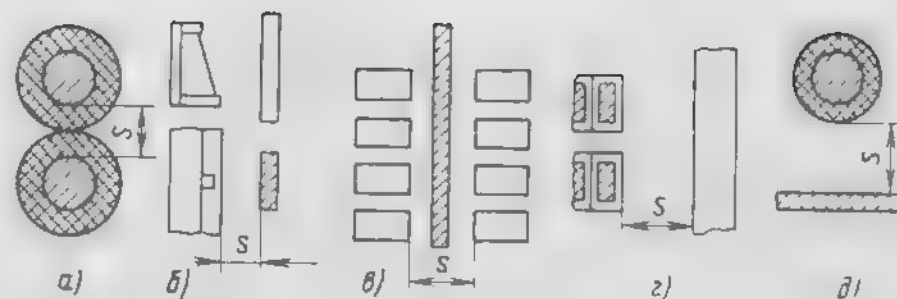


Рис. 5.4. Простейшие изоляционные конструкции:

а — твердая изоляция отводов, б — масляный промежуток между отводом и железной балкой, в — изоляция витка между обмоткой ВН и стяжной шпилькой остова, д — изолированный отвод вблизи стенки бака

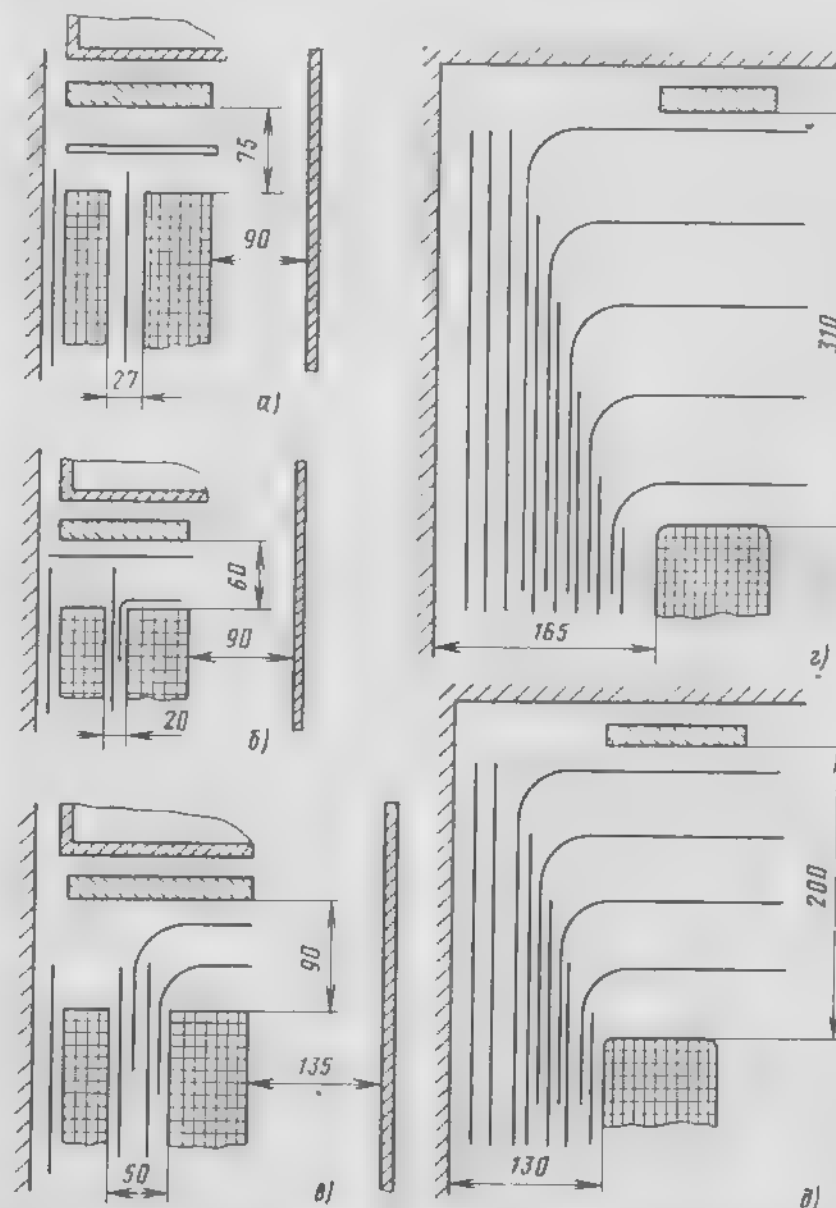


Рис. 5.5. Изоляционные расстояния и структура изоляции обмоток:

а — класс напряжения 35/65 кВ, б — 35/65 кВ, облегченная, в — 110/200 кВ; г — 500/630 кВ, 130/460 кВ

ток, состоящая из различных комбинаций масляных каналов или промежутков с барьерами в виде бумажно-бакелитовых цилиндров, из электроизоляционного картона и кабельной бумаги, плоских и угловых шайб.

Размеры изоляционных промежутков главной изоляции обмоток существенно возрастают с ростом класса напряжения трансформатора, что приводит к увеличению расхода изоляционных материалов, а также к увеличению массы и размеров магнитной системы, обмоток и всего трансформатора. Относительное изменение размеров изоляционных промежутков в концевой изоляции обмоток классов напряжения от 35 до 500 кВ, а также усложнение схем маслосборных конструкций изоляции показаны на рис. 5.5, а — д.

При всем многообразии внешних форм частей, находящихся под напряжением и заземленных, и их взаимного расположения, а также при том, что напряжение частоты 50 Гц и импульсные перенапряжения оказывают на изоляцию различные воздействия, глубокое теоретическое и экспериментальное изучение электрического поля обмоток и других частей позволило создать общий метод разработки изоляции трансформатора при классах напряжения 750 и 1150 кВ, требующий для проверки на реальных конструкциях относительно малого объема экспериментальных работ.

5.4. Методика выбора размеров изоляции трансформатора

Электрическая прочность изоляции трансформатора должна обеспечиваться правильным выбором изоляционных конструкций, материалов и минимально допустимых расстояний между соответствующими токоведущими частями или между токоведущими и заземленными частями, в зависимости от класса напряжений обмотки трансформатора.

Таблица 5.2. Изоляционные расстояния для обмотки НН

Мощность трансформатора S, кВ·А	Испытательное напряжение НН, кВ	Обмотка НН от ярма h_{01} , мм	Обмотка НН от стержня, мм			
			δ_{01}	a_1	a_{01}	h_1
25—250 400—630	5	15	$2 \times 0,5$		4	
	5	h_{01} по табл. 5.3	$2 \times 0,5$		5	
400—630*	5	То же	4	6	15	18
1000—2500	5	« «	4	6	15	18
630—1600	18, 25 и 35	« «	4	6	15	25
2500—6300	18, 25 и 35	« «	4	8	17,5	25
630 и выше	45	« «	5	10	20	30
630 и выше	55	« «	5	13	23	45
Все мощности	85	« «	6	19	30	70

* Для витковой обмотки с испытательным напряжением 5 кВ

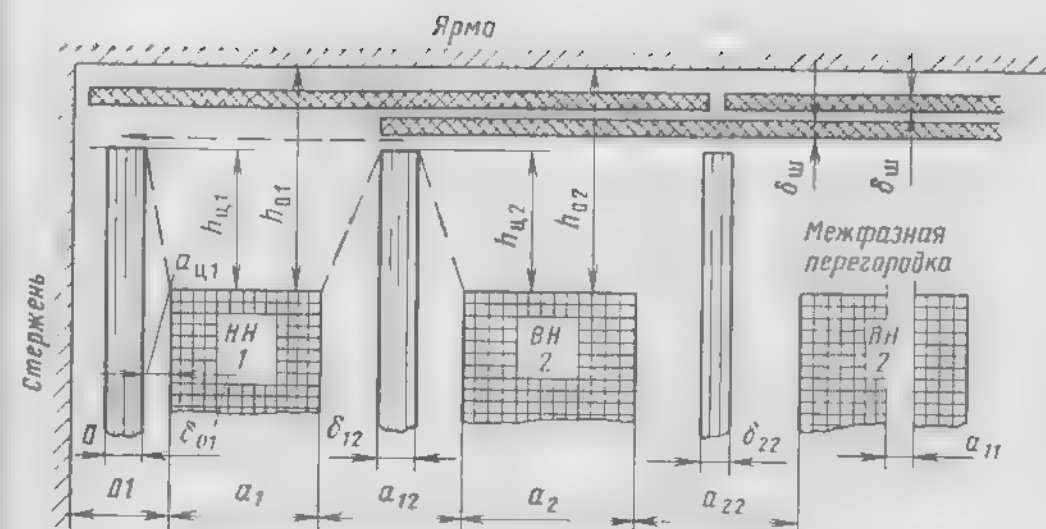


Рис. 5.6. Изоляционные промежутки главной изоляции обмоток НН и ВН для испытательных напряжений от 5 до 85 кВ

Изоляция трансформатора по его изготовлению должна выдерживать нормированные испытательные напряжения при приеме-сдаточных и приемочных испытаниях трансформатора (см. табл. 5.1).

Расположение основных изоляционных промежутков для трансформаторов с испытательными напряжениями до 85 кВ показано на рис. 5.6.

Минимальные изоляционные расстояния главной изоляции для силовых масляных трансформаторов приведены: для обмотки НН — в табл. 5.2, а для обмотки ВН — в табл. 5.3.

Электрическая прочность продольной изоляции должна быть обеспечена выбором соответствующей витковой, межслойной и межкатушечной изоляций.

Изоляция между витками обеспечивается собственной изоляцией обмоточного провода. Для входных катушек при испы-

Таблица 5.3. Изоляционные расстояния для обмотки ВН

Мощность трансформатора S, кВ·А	Испытательное напряжение ВН, кВ	ВН от ярма, мм		Между ВН и НН, мм		Выступ цилиндра h_{02} , мм	Между ВН и ВП	
		h_2	δ	a	δ_1		a_2	δ_2
25—100	18, 25 и 35	20	—	9	2,5	10	8	—
160—630	18, 25 и 35	30	—	9	3	15	10	—
1000—6300	18, 25 и 35	50	—	20	4	20	18	—
630 и выше	45	50	2	20	4	20	18	2
630 и выше	55	50	2	20	5	30	20	3
* 160—630	85	75	2	27*	5	50	20	3
1000—6300	85	75	2	27	5	50	30	3
10 000 и выше	85	80	3	30	6	50	30	3

* Минимальное изоляционное расстояние от обмотки НН до электростатического экрана цилиндрической слоевой обмотки ВН составляет 27 мм, толщина экрана с изоляцией 3 мм a и a_2 — радиальные размеры обмоток НН и ВН, мм.

Таблица 5.4. Толщина витковой изоляции

Испытательное напряжение обмотки, кВ	Марка провода	Толщина изоляции на две стороны, мм	Назначение
5—24	ПСД, АПСД, ПСДК и АПСДК	Круглый провод 0,23—0,33 (0,30 и 0,40), прямоугольный провод 0,39—0,48 (0,45 и 0,50)	Для сухих пожаробезопасных трансформаторов
5—85	ПЭЛБО	Круглый провод 0,17—0,21 (0,27—0,31)	Для масляных и сухих трансформаторов
	ПБ и АПБ	0,30 (0,40)	
	ПБ и АПБ	Прямоугольный провод 0,45 (0,50); 0,55	
200	ПБ и АПБ	1,20 (1,35)	Для масляных трансформаторов
325	ПБ	1,35 (1,50)	Для обычных обмоток
325	ПБУ	2,00 (2,10); 2,48; 2,96 (3,11)	Для переплетенных обмоток

Примечания: 1. В скобках указаны расчетные размеры с учетом допусков.

2. Провод марок ПБ, АПБ, ПБУ может иметь изоляцию большей толщины.

тательном напряжении 55 кВ и выше применяется усиленная витковая изоляция. Толщина витковой изоляции приведена в табл. 5.4.

Межслойная изоляция в цилиндрических многослойных обмотках из круглого провода выполняется из кабельной бумаги марки К 12 толщиной 0,12 мм. Число слоев кабельной бумаги между двумя слоями витков определяется по суммарному рабочему напряжению двух слоев обмотки (табл. 5.5). Высота (длина) межслойной изоляции для увеличения пути разряда по поверхности между слоями делается большей, чем высота (длина) слоя витков. Тем самым обеспечивается некоторый выступ межслойной изоляции на торцах обмотки.

Таблица 5.5. Межслойная изоляция

Суммарное рабочее напряжение двух слоев обмотки, В	Число слоев кабельной бумаги (толщиной 0,12 мм), мм	Высота межслойной изоляции на торцах обмотки (на одну сторону), мм	Суммарное рабочее напряжение двух слоев обмотки, В	Число слоев кабельной бумаги (толщиной 0,12 мм), мм	Высота межслойной изоляции на торцах обмотки (на одну сторону), мм
До 1000	2×0,12	10	3500—4000	6×0,12	22
1000—2000	3×0,12	16	4000—4500	7×0,12	22
2000—3000	4×0,12	16	4500—5000	8×0,12	22
3000—3500	5×0,12	16	5000—5500	9×0,12	22

Толщина межслойной изоляции из электрокартона для многослойной цилиндрической обмотки из прямоугольного провода может быть также выбрана по табл. 5.5, исходя из суммарной ее толщины.

В масляных трансформаторах в двухслойной цилиндрической обмотке из прямоугольного провода при суммарном рабочем напряжении двух слоев не более 1 кВ межслойной изоляцией служит осевой масляный канал шириной не менее 5 мм или прокладка из одного-двух слоев электрокартона толщиной 0,5 мм.

Межкатушечная изоляция в непрерывной дисковой обмотке осуществляется радиальными масляными каналами или до 1000 кВ·А, 35 кВ чередованием масляных каналов и шайб из электрокартона. Шайба должна выступать за внешнюю окружность катушек не менее чем на 6 мм. Толщина шайб 2×0,5 мм.

Осевой размер масляного канала (с округлением до 0,5 мм), мм,

$$h_k = 6U_{кат}/1000,$$

где $U_{кат}$ — рабочее напряжение одной катушки, В.

Размер канала должен быть не менее 4 мм и, кроме того, проверен по условиям отвода тепла от обмотки.

В местах разрыва по середине обмотки ВН, где расположены регулировочные ответвления, каналы имеют увеличенные размеры против остальных каналов. Увеличенные размеры каналов определяются исходя из наибольшего возможного напряжения в месте разрыва (при положении переключателя на минимальной ступени напряжения).

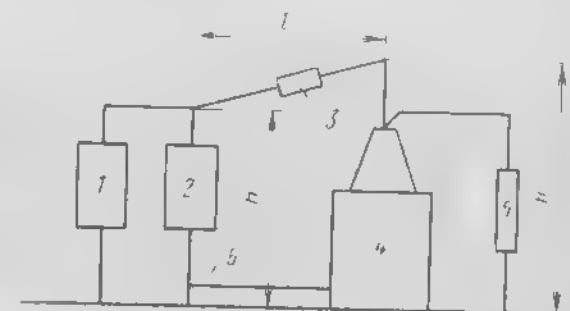
Структура и размеры изоляции главной изоляции классов напряжения 110 кВ и выше определяются по установленным нормам. Примерная схема главной изоляции трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше приведена на рис. 5.5, в—д.

5.5. Методы испытания изоляции

Электрическая прочность изоляции трансформаторов проверяется на воздействие как напряжением промышленной частоты, так и грозовыми и коммутационными импульсами напряжения (рис. 5.7).

Рис. 5.7 Схема испытания грозовыми импульсами

1 — генератор импульсных напряжений; 2 — средний разрядник; 3 — демпфирующее сопротивление; 4 — испытываемый объект; 5 — измерительное устройство (делитель напряжения); 6 — провод, соединяющий заземленный бак трансформатора с срезающим разрядником



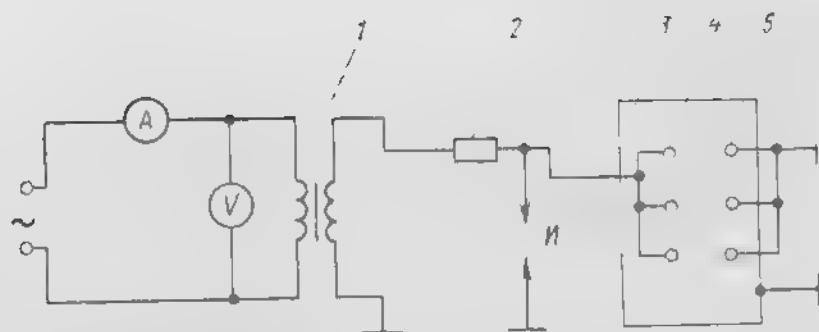


Рис. 5.8. Схема испытания главной изоляции обмотки приложенным напряжением промышленной частоты:

1 — испытательный трансформатор, 2 — резистор; 3 — испытуемый трансформатор, 4 — вводы испытуемой обмотки; 5 — вводы другой обмотки трансформатора; И — искровой промежуток

Каждый выпускаемый с завода трансформатор подвергается приемо-сдаточным испытаниям, в программу которых как обязательное входит испытание прочности изоляции напряжением промышленной частоты. Существует два вида испытаний внутренней изоляции: приложенным от постороннего источника напряжением (при отсутствии возбуждения магнитопровода) и возбуждением трансформатора индуктированным напряжением.

Схема испытания изоляции приложенным напряжением показана на рис. 5.8.

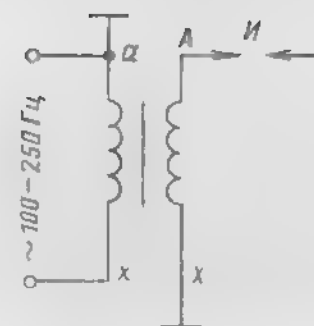
При испытании приложенным напряжением испытательное напряжение $U_{исп}$ прикладывается к испытуемой обмотке, в то время как все вводы других обмоток соединяют между собой и заземляют вместе с баком трансформатора. Испытание обычно начинают с обмотки НН. При этом испытывается главная изоляция трансформатора, т. е. изоляция каждой из обмоток и их отводов от заземленных частей и других обмоток.

При испытании индуктированным напряжением трансформатор возбуждается повышенным (обычно двойным против номинального) напряжением. Так как при этом будет увеличиваться пропорционально напряжению индукция главного магнитного потока, то во избежание опасного для питающей обмотки повышения намагничивающего тока индукцию снижают повышением частоты (до 100—250 Гц). При испытании индуктированным напряжением испытывается так называемая продольная изоляция обмоток, т. е. их межвитковая, межслойная и межкатушечная изоляция.

Схема испытания индуктированным напряжением показана на рис. 5.9. Испытания на импульсную прочность изоляции ввиду их сложности и большой стоимости проводятся лишь как приемочные, имеющие целью проверку новой конструкции изоляции.

Трансформаторы всех классов напряжения подвергаются испытаниям стандартным полным грозовым импульсом

Рис. 5.9. Схема испытания продольной изоляции двойным индуктированным напряжением при повышенной частоте



1,2/50 мкс и стандартным срезанным грозовым импульсом (при предразрядном времени) 2—5 мкс, а по требованию заказчика стандартным коммутационным импульсом 250/2500 мкс.

Трансформаторы 500, 750 и 1150 кВ подвергаются одночасовым испытаниям с измерением интенсивности частичных разрядов. Применение ограничителей перенапряжений (ОПН) позволяет снизить испытательное напряжение, дает возможность уменьшить изоляционные расстояния и массу трансформаторов.

5.6. Емкостная защита трансформаторов

Воздействие на трансформатор перенапряжений зависит как от их значения (амплитуды U_0), так и от их продолжительности. Амплитуда атмосферных перенапряжений больше, чем амплитуда коммутационных перенапряжений, и достигает до 10-кратного и более значения фазного напряжения. Однако продолжительность атмосферных перенапряжений значительно меньше и не превышает нескольких десятков микросекунд.

На размеры изоляции трансформатора влияют как коммутационные, так и атмосферные перенапряжения, однако при решении вопроса об электрической прочности изоляции трансформатора исходят из анализа явлений, которые происходят при атмосферных перенапряжениях, так как они оказываются наиболее опасными для продольной изоляции обмоток.

Амплитуда и форма волны атмосферного перенапряжения, проникающего в обмотки трансформатора, зависят от того, как далеко находится место атмосферного разряда или перекрытия на линии, а также от защиты подстанции и подхода к ней и т. п.

Грозовые разряды вызывают, как правило, отдельные короткие электрические импульсы с большой амплитудой. В этих импульсах различают начальный и конечный периоды. Начальный период протекает очень быстро, причем время подъема напряжения от нуля до максимума измеряется микросекундами. Эту часть кривой называют фронтом волны (рис. 5.10)

Время снижения напряжения до половины максимума называют хвостом волны. В обозначении грозового импульса

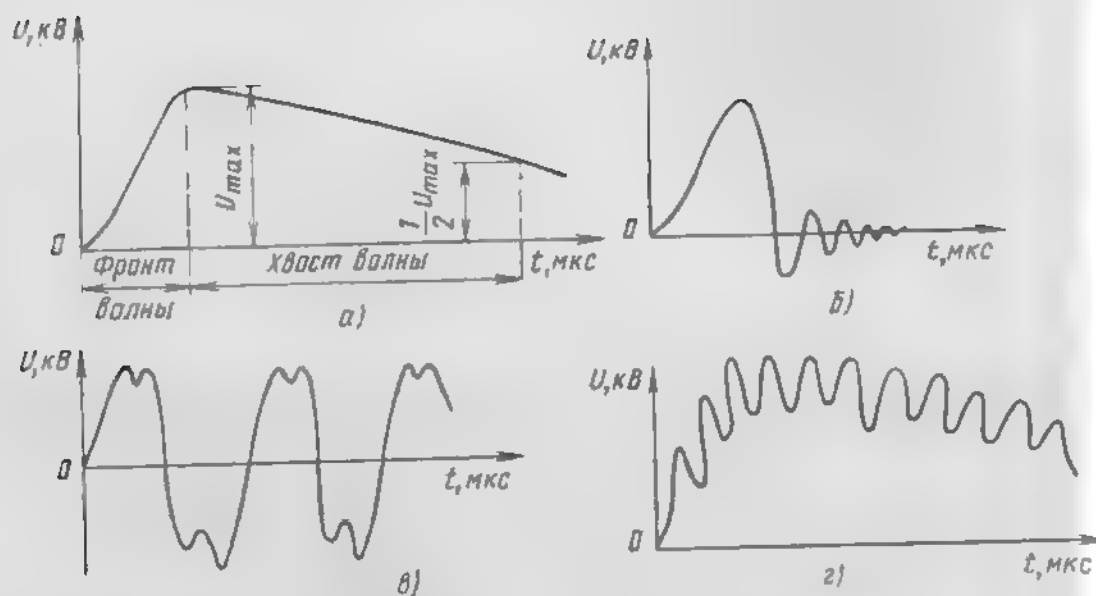


Рис. 5.10. Волны перенапряжения:
а — полная аperiodическая, б — срезанная, в — периодическая, г — смешанная

1,2/50: 1,2 — фронт волны, 50 — хвост волны в микросекундах. Скорость процесса в начальный период столь велика, что в момент, когда волна с крутым (коротким) фронтом дости-

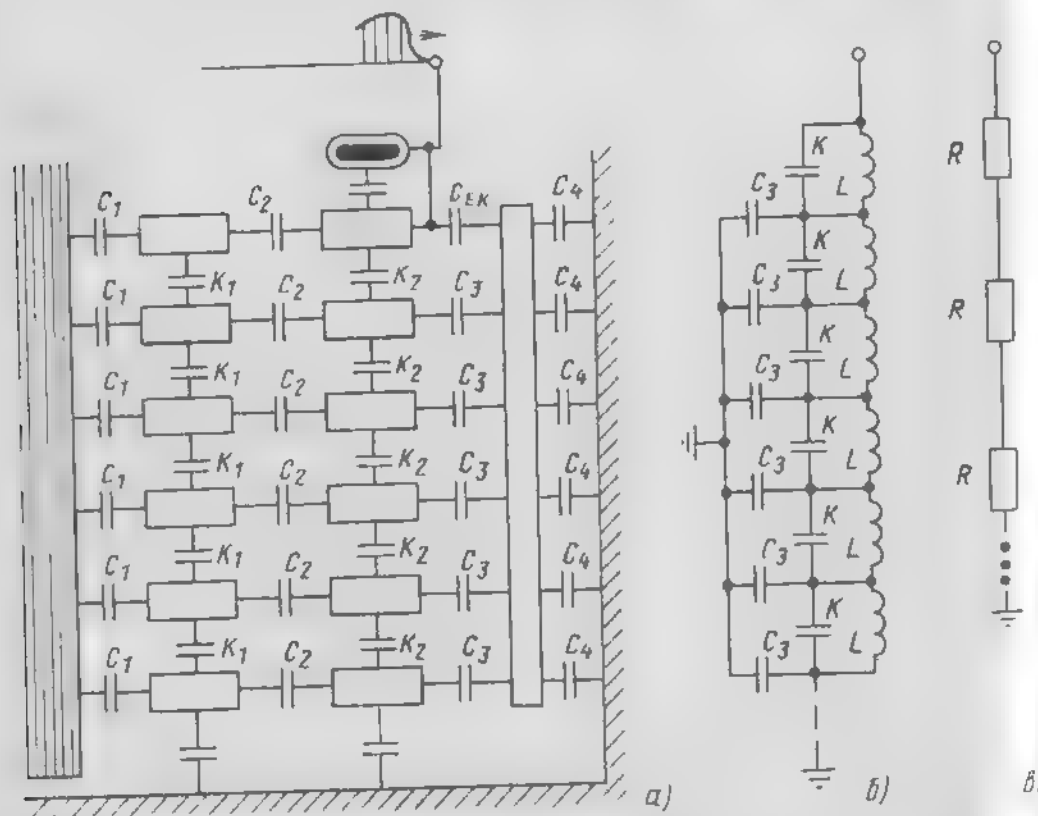


Рис. 5.11. Схемы замещения при перенапряжениях:
а — емкостная схема двухобмоточного трансформатора с регулировочной обмоткой (для начального распределения напряжения); б — эквивалентная схема одной обмотки для переходного процесса; в — схема замещения одной обмотки для конечного распределения напряжения

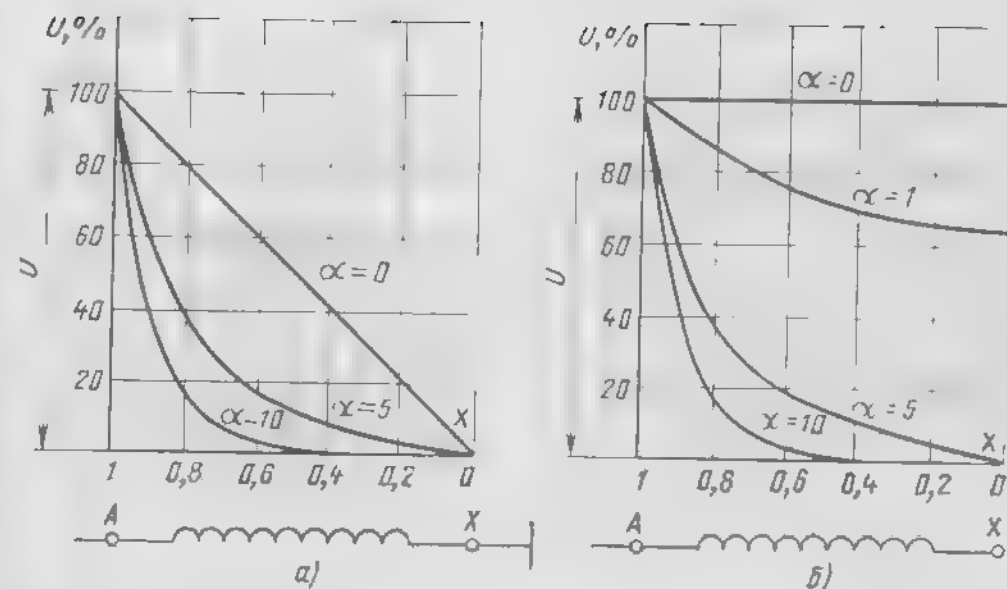


Рис. 5.12. Начальное распределение напряжения по емкостной цепочке обмотки:
а — при заземленном конце обмотки; б — при незаземленном конце обмотки

гает трансформатора, ток не проходит по виткам обмотки вследствие их большого индуктивного сопротивления, а практически протекает по емкостной цепочке обмотки.

Иначе говоря, в первый (начальный) момент падения весьма крутой (прямоугольной) волны на трансформатор обмотку можно приблизительно представить как цепочку емкостей C и K , где C — поперечная емкость, т. е. емкость между катушками и заземленными частями, а K — продольная емкость, т. е. емкость между отдельными элементами продольной изоляции обмотки (рис. 5.11). Принимают, что обмотки состоят из отдельных независимых витков.

Начальное распределение напряжения по емкостной цепочке обмотки зависит от коэффициента $\alpha = \sqrt{C/K}$. В обычных трансформаторах $\alpha = 5 \div 15$. Как показывает расчет, при таких значениях α распределение напряжений по емкостной цепочке обмотки крайне неравномерно и почти не зависит от того, заземлен конец обмотки или нет.

На рис. 5.12 даны кривые начального распределения напряжений по емкостной цепочке обмотки при разных значениях α как при заземленном (рис. 5.12, а), так и при незаземленном (рис. 5.12, б) конце обмотки. Здесь U — амплитуда фронта волны напряжения; x — расстояние рассматриваемого элемента от конца обмотки в долях полной длины обмотки.

Как видно из этих кривых, в начальный период воздействия волны с крутым фронтом наиболее опасные по величине напряжения возникают для изоляции начальных катушек обмотки. Непосредственно для первых катушек опасные по величине напряжения возникают при резком спаде напряжения —

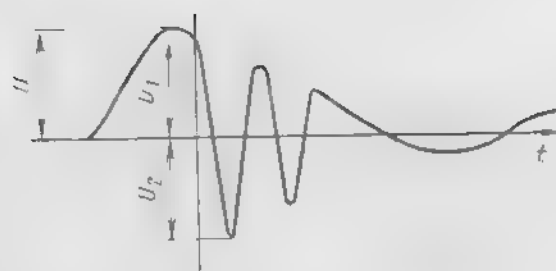


Рис. 5.13. Срезанная волна импульса напряжения

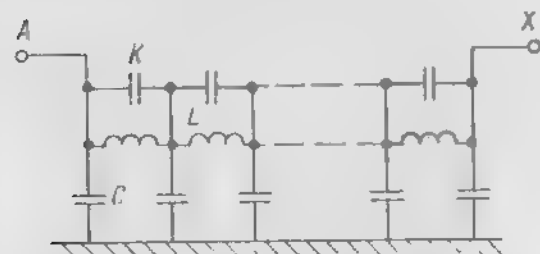


Рис. 5.14. Схема обмотки в виде цепочки индуктивностей и емкостей



Рис. 5.15. Кривые начального и конечного распределения напряжений.
а — для обмоток с изолированной нейтралью, б — для обмоток с заземленной нейтралью

срезе волны, который происходит при перекрытии линии вблизи трансформатора. Форма волны при срезе показана на рис. 5.13.

Явление среза волны опасно тем, что новое распределение потенциалов появится в этом случае под действием волны с фронтом $U_1 + U_2$.

Значение обратного пика U_2 зависит от того, как далеко от трансформатора находится место среза волны. Поэтому часто $U_1 + U_2$ бывает больше амплитуды U .

Итак, в обычных трансформаторах при начальном (емкостном) распределении наибольшее напряжение получается на начальных катушках обмотки.

В связи с наличием индуктивности обмотки первоначальное распределение напряжений переходит в конечное после колебательного процесса, в котором принимают участие не только емкости отдельных элементов обмотки, но и их индуктивности. Таким образом, в течение переходного процесса схему обмотки трансформатора следует представлять уже в виде элементов емкостей C и K и самоиндукции L (рис. 5.14). При этих колебаниях потенциалы отдельных точек обмотки могут оказаться больше амплитуды волны и во много раз превзойти рабочее напряжение в этих точках (рис. 5.15, а и б).

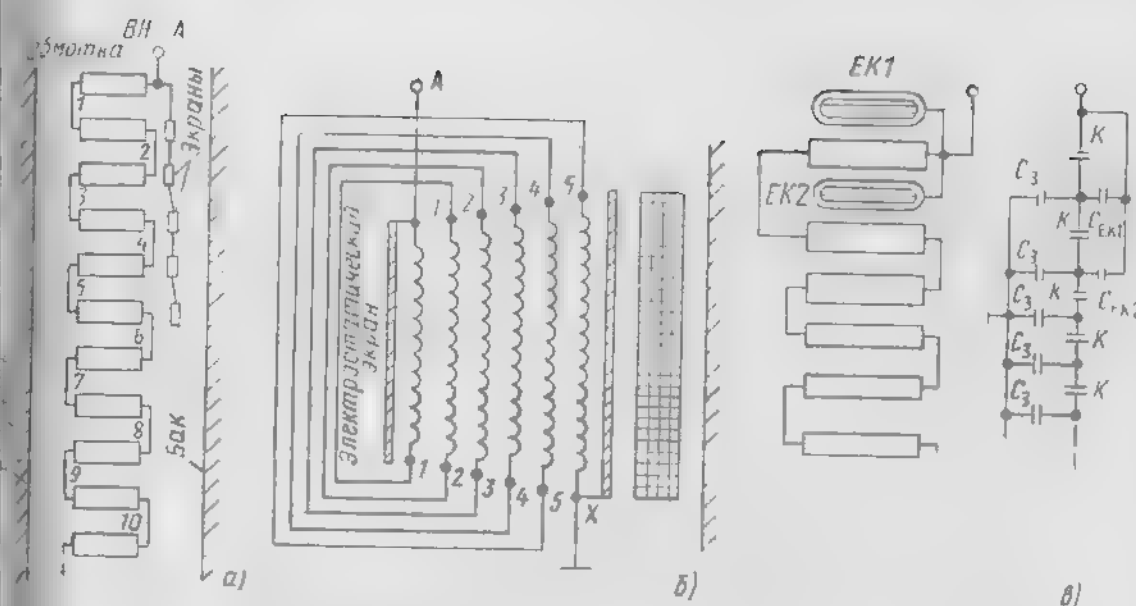


Рис. 5.16. Емкостная защита обмоток:

а — схема обмотки с частичной емкостной защитой с помощью экранирующих витков; б — схема экранированной слоевой обмотки ВН; в — схема емкостной защиты обмотки ВН с двумя витками (ЕК) и емкостная схема замещения

Напряжения же между отдельными точками (катушками, витками) обмотки (импульсные градиенты) могут также возрасти и быть во много раз больше, чем при нормальном режиме. В результате этого в трансформаторе возможны пробои, а также перекрытия (поверхностные разряды) изоляции. Уровень перенапряжений определяется степенью электрической защиты, осуществляемой разрядниками, и другими видами ее, установленными на подстанциях, трансформаторах и линиях передачи.

Чтобы повысить электрическую прочность и тем самым надежность трансформатора, необходимо соблюдение двух условий:

не допускать воздействия волн перенапряжений больше заданного предела, который установлен для данного класса изоляции обмоток;

выравнивать начальное распределение напряжения вдоль обмотки, тем самым уменьшить колебания при переходных процессах и снизить перенапряжения между витками и катушками обмотки.

Для выполнения первого условия применяются различные устройства так называемой внешней защиты:

заземляющие тросы для защиты как линии, так и соединений с ней трансформаторов от прямых ударов молнии; разрядники для уменьшения амплитуды фронта волны; дроссельные катушки для уменьшения крутизны фронта волны и т. п.

Для выполнения второго условия, т. е. для выравнивания начального распределения напряжения, применяется емкостная защита.

У трансформатора класса изоляции 110 кВ и выше применяют специальную емкостную защиту, т. е. устройства, которые уменьшают неравномерность распределения емкостного тока по продольным емкостям обмотки и ослабляют колебания при переходных процессах (рис. 5.16, а—в).

Трансформаторы класса 35 кВ часто выполняют со стержневыми обмотками, которые обладают большой продольной емкостью и грозоупорны.

Контрольные вопросы

1. Классификация изоляции трансформаторов.
2. Требования, предъявляемые к изоляционным конструкциям.
3. Основные типы изоляционных конструкций.
4. Методика выбора размеров изоляции.
5. Методы и нормы испытательных напряжений.
6. Емкостная защита, ее конструктивное исполнение.

Часть третья

РАСЧЕТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Глава шестая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАСЧЕТА ТРАНСФОРМАТОРА

6.1. Выбор исходных данных для расчета

В практике трансформаторостроения типом трансформатора принято называть образец конструкции трансформатора, характеризуемый совокупностью определенных признаков: назначением, числом фаз, частотой, мощностью, классом напряжения, числом обмоток, металлом провода обмоток, видом регулирования напряжения и видом охлаждения. Серией трансформаторов называется ряд типов трансформаторов определенного назначения и конструкции, с одинаковым числом фаз, одной частотой, одного класса напряжения, с одним видом регулирования напряжения и одним видом охлаждения, различных мощностей, состоящих по определенной шкале в ограниченном диапазоне. Серия характеризуется определенными уровнем и соотношением потерь ХХ и КЗ, определенными напряжением КЗ, сочетаниями номинальных напряжений и схем и групп соединения обмоток ВН и НН (СН). Все трансформаторы серии обычно имеют одинаковые конструкции магнитных систем, обмоток и изоляции, изготавливаются из одинаковых активных и изоляционных материалов, с одинаковыми электромагнитными нагрузками и материалов, по единой технологии.

Исходя из определения, можно, например, так охарактеризовать одну из современных серий силовых трансформаторов: ряд трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов общего назначения, т. е. предназначенных для питания общих сетей электрических сетей, частоты 50 Гц, класса напряжения 35 кВ, с переключением ответвлений без возбуждения, естественным масляным охлаждением, с мощностями по стандартной шкале ГОСТ 9680-77 от 1000 до 6300 кВ·А. Уровень соотношения потерь ХХ и КЗ трансформаторов этой серии, напряжения КЗ, сочетания номинальных напряжений, схем групп соединения обмоток ВН и НН определяются соответствующим ГОСТ. Трансформаторы серии спроектированы с пло-

скими несимметричными шихтованными стержневыми магнитными системами из холоднокатаной рулонной стали марки 340 толщиной 0,35 мм, с косыми стыками в магнитной системе и прессовкой стержней и ярм бандажами, с многослойными цилиндрическими обмотками из алюминиевого провода и изоляцией обмоток маслобарьерного типа.

При проектировании отдельного трансформатора, входящего в серию, общие данные которой, т. е. шкалы мощностей и напряжений, а также параметры ХХ и КЗ известны проектировщику, задача расчетчика ограничивается получением наиболее простого и дешевого в производстве, требующего наименьшей затраты материалов и надежного во всех отношениях трансформатора. Решение этой задачи обычно требует более или менее подробной разработки нескольких (трех—пяти) вариантов трансформатора, имеющих заданные параметры, но различающихся различными соотношениями основных размеров. Выбор наилучшего варианта в этом случае может быть сделан по минимальной стоимости активных материалов трансформатора с учетом других требований производства и эксплуатации.

При разработке новой серии трансформаторов задача существенно усложняется. В этом случае параметры ХХ и КЗ должны выбираться проектировщиком так, чтобы в результате разработки была получена серия наиболее экономичных трансформаторов. При этом добиваются получения не наиболее дешевых трансформаторов, а трансформаторов, обеспечивающих наиболее дешевую трансформацию энергии, т. е. серии трансформаторов, требующих минимальной суммы первоначальных капитальных вложений в трансформаторные установки и текущих затрат на этих установках за определенный промежуток времени.

Решение этой задачи для каждого типа трансформаторов серии требует рассмотрения большого числа вариантов расчетов (20—25), различающихся не только соотношением основных размеров, но и различными значениями уровня полных потерь и отношения потерь КЗ к потерям ХХ. Для каждого варианта помимо основных размеров, масс активных материалов и параметров должна быть определена стоимость трансформатора. При проектировании новой серии обычно сохраняется стандартная шкала мощностей и редко варьируются напряжения трансформаторов.

Сравнительная экономическая оценка полученных вариантов расчета производится по стоимости трансформации энергии методом приведенных затрат с учетом возможности работы трансформатора при мощности, лежащей в пределах между номинальной мощностью и ближайшей меньшей номинальной мощностью по шкале серии. На основании отбора наиболее экономичных вариантов определяются оптимальные значения

уровня полных потерь и отношения потерь КЗ к потерям ХХ для каждого типа трансформаторов серии. После такого предварительного выяснения основных параметров трансформаторов серии производится детальная разработка оптимальных вариантов для каждого типа трансформатора. При этом учитываются такие требования производства, как необходимость унификации ряда деталей и узлов для разных типов трансформаторов, рациональный раскрой рулонной стали для магнитных систем, применение прогрессивной технологии обработки холоднокатаной стали и сборки остовов, возможность автоматизации изготовления и сборки отдельных узлов и т. д.

Расчет серии трансформаторов, так же как и расчет отдельных трансформаторов, может производиться выполнением ряда вариантов подробных расчетов, сочетанием приближенных предварительных расчетов с последующей окончательной отработкой подробных расчетов выбранных оптимальных вариантов для каждого типа трансформатора, а в промышленности, как правило, выполнением всех предварительных и окончательных расчетов на ЭВМ.

При проектировании новой серии в современных условиях следует считать заданными: шкалу номинальных мощностей трансформаторов; шкалы номинальных напряжений ВН и НН (СН); схемы и группы соединений обмоток; сочетания напряжений ВН и НН (СН); частоту сети и число трансформаторов. Должны быть установлены до начала проектирования серии конструкция и материал изоляции основных изоляционных промежутков и соответствующие изоляционные расстояния. Эти данные могут быть приняты такими же, как в существующих сериях, или отработаны и экспериментально проверены специально для новой серии.

Должны быть выбраны и известны: марка и толщина электротехнической стали, магнитные свойства стали; принципиальная конструкция магнитной системы трансформаторов серии (плоская или пространственная магнитная система, форма ярмов, форма сечения и метод прессовки стержней и ярм); материал изоляции пластин, а следовательно, и коэффициент заполнения сталью k_s ; конструкции и обмоточный провод для обмоток ВН и НН (СН). Должны быть учтены нормализованная шкала диаметров стержня и нормализованная ширина частей магнитной системы.

Индукция в стержне B_c должна быть выбрана применительно к выбранной марке стали, и ее предельное значение определяется в первую очередь током ХХ I_0 . Этот выбор обычно производится до начала проектирования. В случае необходимости варианты, рассчитанные для выбранной индукции, можно затем пересчитать на другие значения B_c .

Напряжение u_k определяет ток КЗ трансформатора. Необходи-

димость ограничения этого тока для сохранения электродинамической и термической стойкости при КЗ заставляет для трансформаторов различных типов устанавливать значения u_k не менее некоторых минимально допустимых значений. Для нормальной параллельной работы вновь выпускаемых трансформаторов с трансформаторами прежних серий желательно сохранять прежние значения u_k , что обычно и практикуется при проектировании новых серий.

Могут варьироваться в широких пределах для каждого трансформатора серии: отношение основных размеров β ; потери и ток ХХ P_x и i_0 ; потери КЗ P_k .

Поскольку β , P_x и i_0 жестко связаны между собой, достаточно в широких пределах варьировать β , чтобы при этом также широко варьировать P_x и i_0 .

Таким образом, при проектировании новой серии необходимо достаточно широко варьировать β и P_k , чтобы охватить практически все реальные варианты каждого трансформатора серии.

Выбор варьируемых величин β и P_k для каждого реального трансформатора следует производить с таким расчетом, чтобы они охватывали зону несколько более широкую, чем зона реальных решений (по высоте стержня, плотности тока, механическим напряжениям КЗ и т. д.). Рекомендации по выбору предельных β даны в табл. 6.1. Число вариантов в этих пределах можно выбрать по числу стандартных значений диаметра стержня, получаемых в выбранных пределах β .

Пределы варьирования P_k могут быть выбраны по уровню потерь, установленному стандартом. Можно рекомендовать пределы $P_k = 0,7 \div 1,1$ от P_k по стандарту технических требований к силовым трансформаторам. В этих пределах желательно исследование четырех-пяти вариантов P_k . Таким образом, общее число вариантов расчета каждого трансформатора составит 20—25.

Таблица 6.1. Рекомендуемые пределы варьирования β

Вид охлаждения	Металл обмоток	β при мощности, кВ·А					
		25	630	1000	6300	10 000	80 000
Масляное	Медь	1,2	3,6	1,5	3,6	1,2	3
Масляное	Алюминий	0,9	3	1,2	3	1,2	3
Воздушное	Медь	1,2	2,7	1,2	2,7		
Воздушное	Алюминий	0,8	2,1	0,8	2,1		

При предварительном расчете новой серии возможно также сравнение отдельных конструктивных решений, например плоской и пространственной магнитных систем, оценка применения той или иной марки электротехнической стали или выбора того или иного значения индукции и т. п.

6.2. Задание на проект и схема расчета трансформатора

В задании на проект двухобмоточного трансформатора должны быть указаны следующие данные:

полная мощность трансформатора S , кВ·А;

число фаз m ;

частота f , Гц;

номинальные линейные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений $U_{ВН}$ и $U_{НН}$, В, число ступеней и пределы регулирования напряжений;

схема и группа соединения обмоток;

способ охлаждения трансформатора;

режим нагрузки — продолжительный или кратковременный.

При кратковременном режиме должны быть указаны его параметры — продолжительность работы и интервалов и отдаваемая трансформатором мощность (или ток);

характер установки — внутренняя или наружная, т. е. внутри помещения или под открытым небом.

Кроме этих данных в задании обычно указываются некоторые параметры трансформатора:

напряжение КЗ u_k , %;

потери КЗ P_k , Вт;

потери ХХ P_x , Вт;

ток ХХ i_0 , %.

Схема расчета трансформатора

1. Определение основных электрических величин:

а) определение линейных и фазных токов и напряжений обмоток ВН и НН;

б) определение испытательных напряжений обмоток;

в) определение активной и реактивной составляющих напряжения КЗ.

2. Расчет основных размеров трансформатора:

а) выбор схемы и конструкции магнитной системы;

б) выбор марки и толщины листов стали и типа изоляции стержней. Выбор индукции в магнитной системе;

в) выбор материала обмоток;

г) предварительный выбор конструкций обмоток;

д) выбор конструкции и определение размеров основных изоляционных промежутков главной изоляции обмоток;

е) предварительный расчет трансформатора и выбор соотношения основных размеров, выраженного коэффициентом β с учетом заданных значений u_k , P_k и P_x ;

ж) определение диаметра стержня и высоты обмотки. Предварительный расчет магнитной системы.

3. Расчет обмоток НН и ВН:

а) выбор типа обмоток НН и ВН;

- б) расчет обмотки НН;
- в) расчет обмотки ВН.
- 4. Определение параметров КЗ:
 - а) определение потерь КЗ;
 - б) определение напряжения КЗ;
 - в) определение механических сил в обмотках
- 5. Окончательный расчет магнитной системы.
- Определение параметров ХХ:
 - а) определение размеров пакетов и активных сечений стержня и ярма;
 - б) определение массы стержней и ярма и массы стали;
 - в) определение потерь ХХ;
 - г) определение тока ХХ.
- 6. Тепловой расчет и расчет системы охлаждения:
 - а) поверочный тепловой расчет обмоток;
 - б) расчет системы охлаждения (бака, радиаторов, охладителей) и определение габаритных размеров трансформатора
 - в) определение превышений температуры обмоток и масла над воздухом;
 - г) определение массы масла и основных размеров расширителя.

Отклонения расчетных величин характеристик трансформаторов от нормированных (заданных) не должны превышать значений, указанных в табл. 6.2.

Таблица 6.2. Допуски

Измеряемая величина	Допуск, %	Применение допуска
1. Коэффициент трансформации	$\pm 1,0$	Для трансформаторов с коэффициентом трансформации фазных напряжений 3 и менее или в тех случаях, когда этот допуск особо оговорен в стандартах или технических условиях на конкретные типы и группы трансформаторов
2. Напряжение КЗ на основном ответвлении	$\pm 0,5$ $+ 10$	Для остальных трансформаторов
3. Потери КЗ на основном ответвлении	$+ 10$	Для всех трансформаторов
4. Потери ХХ	± 15	Для всех двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов; для основных пар сторон трехобмоточных автотрансформаторов
5. Суммарные потери	± 10	То же
6. Ток ХХ	± 30	» »

Примечание. При проектировании отклонения должны быть не более половины допуска, указанного в таблице.

6.3. Расчет основных электрических величин

Расчет трансформатора начинается с определения основных электрических величин — мощности на одну фазу и стержней

номинальных токов на стороне ВН и НН, фазных токов и напряжений.

Мощность одной фазы трансформатора, кВ·А,

$$S_{\phi} = S/m, \quad (6.1)$$

где m — число фаз; S — мощность трехфазного трансформатора, кВ·А.

Номинальный (линейный) ток обмотки ВН, СН и НН трехфазного трансформатора, А, определяется по формуле

$$I_{\text{ном}} = S \cdot 10^3 / (\sqrt{3} U), \quad (6.2)$$

где U — номинальное линейное напряжение обмотки, В.

Для трехфазного трансформатора фазный ток обмотки одного стержня определяется по формулам:

при соединении обмоток в звезду или зигзаг

$$I_{\phi} = I_{\text{ном}}, \quad (6.3)$$

при соединении обмоток в треугольник

$$I_{\phi} = I_{\text{ном}} / \sqrt{3}. \quad (6.3a)$$

Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ определяется (по 6.2).

Фазные напряжения трехфазного трансформатора определяются по формулам:

при соединении в звезду или зигзаг

$$U_{\phi} = U_{\text{ном}} / \sqrt{3}, \quad (6.4)$$

при соединении в треугольник

$$U_{\phi} = U_{\text{ном}}. \quad (6.4a)$$

Для определения изоляционных промежутков между обмотками и другими токоведущими частями и заземленными деталями трансформатора существенное значение имеют испытательные напряжения, при которых проверяется электрическая прочность изоляции трансформатора. Эти испытательные напряжения определяются по табл. 5.1 для каждой обмотки трансформатора по ее классу напряжения.

Потери КЗ, указанные в задании, дают возможность определить активную составляющую напряжения КЗ, %,

$$u_a = P_k / 10S, \quad (6.5)$$

где P_k дано в ваттах, а S — в киловольт-амперах.

Реактивная составляющая при заданном u_p определяется по формуле

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}. \quad (6.6)$$

Однако чем больше мощность, тем меньше u_a , и при мощности 10 МВ·А и выше при расчете принимаем $u_p = u_k$.

6.4. Закон роста мощности

Предположим, что в пределах всей серии соотношения между отдельными размерами трансформаторов сохраняются постоянными, т. е. магнитные системы и обмотки всех трансформаторов данной серии представляют собой геометрически подобные фигуры. Далее предположим, что электромагнитные нагрузки активных материалов — индукция в магнитной системе и плотность тока в обмотках трансформатора в пределах серии также остаются неизменными. Для ряда трансформаторов, целенаправленно спроектированных и отвечающих вышеупомянутым условиям, эти допущения являются вполне правомерными.

Обращаясь к общей теории трансформаторов, можно записать для мощности обмоток одного стержня трансформатора

$$S' = UI,$$

где U — напряжение обмотки стержня; I — ток обмотки стержня.

Заменяя $U = u_w \omega$ и $I = J P_w$, где u_w — ЭДС одного витка; ω — число витков обмотки стержня; J — плотность тока в обмотках и P_w — сечение одного витка обмотки, получаем

$$S' = u_w \omega J P_w.$$

Далее, замечая, что $u_w = 4,44 f B_c P_c$, где B_c — магнитная индукция в стержне, Тл; P_c — активное сечение стержня, м²; D_0 — диаметр стержня, м,

$$P_c = \pi D_0^2 k_c / 4,$$

находим

$$S' = (1,11 \pi f k_c) (B_c J) (D_0^2 \omega P_w).$$

Первая и вторая скобки правой части этого выражения для данной серии могут быть заменены постоянным коэффициентом $k_{пр}$.

Тогда мощность трансформатора, имеющего c активных, т. е. несущих обмотки, стержней,

$$S = c S' = k_{пр} (D_0^2 \omega P_w).$$

Произведение ωP_w представляет собой площадь сечения всех витков обмотки, т. е. величину, пропорциональную квадрату линейного размера трансформатора. Таким образом, все выражение, стоящее в скобках $(D_0^2 \omega P_w)$, оказывается пропорциональным любому линейному размеру в четвертой степени, или

$$S \sim l^4.$$

Отсюда следует, что линейные размеры трансформатора возрастают пропорционально корню четвертой степени из мощности

$$l \sim S^{1/4}.$$

Электродвижущая сила одного витка обмотки u_w пропорциональна $P_c \sim D_0^2 \sim l^2$ или $u_w \sim S^{1/2}$, т. е. возрастает с ростом мощности трансформатора.

Масса активных материалов трансформатора (стали $M_{ст}$ и металла обмоток $M_{об}$) возрастают пропорционально кубу его линейных размеров, или

$$M \sim l^3 \sim S^{3/4}.$$

Расход активных материалов на единицу мощности трансформатора изменяется пропорционально

$$m = M/S \sim S^{3/4}/S \sim 1/S^{1/4},$$

т. е. падает с ростом мощности. Потери в активных материалах стали магнитной системы и металле обмоток ΣP при сохранении неизменных электромагнитных нагрузок пропорциональны их массам или объемам и, следовательно, полные потери

$$\Sigma P \sim S^{1/4}.$$

Потери на единицу мощности

$$p = \Sigma P/S \sim S^{1/4}/S \sim 1/S^{3/4},$$

т. е. потери на единицу мощности (1 кВ·А) падают вместе с ростом мощности трансформатора, а КПД трансформатора соответственно возрастает.

Внешняя, охлаждаемая воздухом поверхность трансформатора естественно растет пропорционально квадрату линейных размеров $P_{охл} \sim l^2 \sim S^{1/2}$, а потери q , отнесенные к единице поверхности, также возрастают:

$$Q = \Sigma P / P_{охл} \sim S^{1/4} / S^{1/2} \sim S^{-1/4}.$$

Выведенные выше пропорциональные зависимости показывают, что увеличение мощности трансформатора в одной единице является экономически выгодным потому, что приводит к уменьшению удельного расхода материала на 1 кВ·А мощности и к повышению КПД. В то же время следует, что естественный рост охлаждаемой поверхности трансформатора отстает от роста его потерь и, следовательно, с ростом мощности трансформатора сложняется решение проблемы его охлаждения.

Современные серии трансформаторов хорошо подчиняются законам роста. Это видно из табл. 1.4 и 1.5, в которых потери делятся через строку, т. е. при увеличении мощности в 2,56 раза $(1,6^2)$ получаем $2,56^{0,75} = 2$, что подтверждает справедливость вывода $P \sim S^{3/4}$.

6.5 Определение основных размеров трансформатора

В учебном проектировании используется методика проф. ЭИ, доктора техн. наук П. М. Тихомирова, которая дает хорошие результаты и вполне доступна для понимания. В объеме

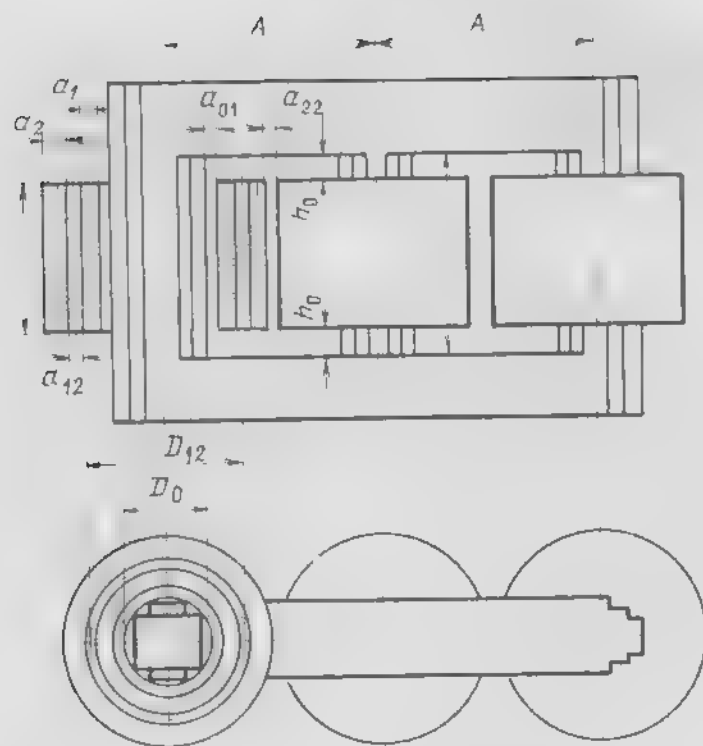


Рис. 6.1. Основные размеры трансформатора

программы техникума достаточно использовать основную формулу для определения диаметра стержня остова без вывода.

Магнитная система трансформатора является основой его конструкции. Выбор размеров магнитной системы совместно с основными размерами обмоток определяет главные размеры активной части и всего трансформатора. Рассмотрим двухобмоточный трансформатор с плоской магнитной системой стержневого типа со стержнями, имеющими сечение в форме симметричной ступенчатой фигуры, вписанной в окружность и с концентрическим расположением обмоток. Магнитная система такого трехфазного трансформатора с обмотками схематически изображена на рис. 6.1. Остов в сборе изображен на рис. 6.2.

Диаметр D_0 окружности, в которую вписано ступенчатое сечение стержня, является одним из его основных размеров. Вторым основным размером трансформатора является осевой размер H_0 (высота) его обмоток. Обычно обе обмотки трансформатора имеют одинаковую высоту. В случае различия в высоте за размер H_0 принимают их среднее арифметическое значение. Третьим основным размером трансформатора является средний диаметр витка двух обмоток, или диаметр осевого канала между обмотками D_{12} , связывающий диаметр стержня с радиальными размерами обмоток a_1 и a_2 и осевого канала между ними a_{12} .

Если эти три размера выбраны или известны, то остальные размеры, определяющие форму и объем магнитной системы

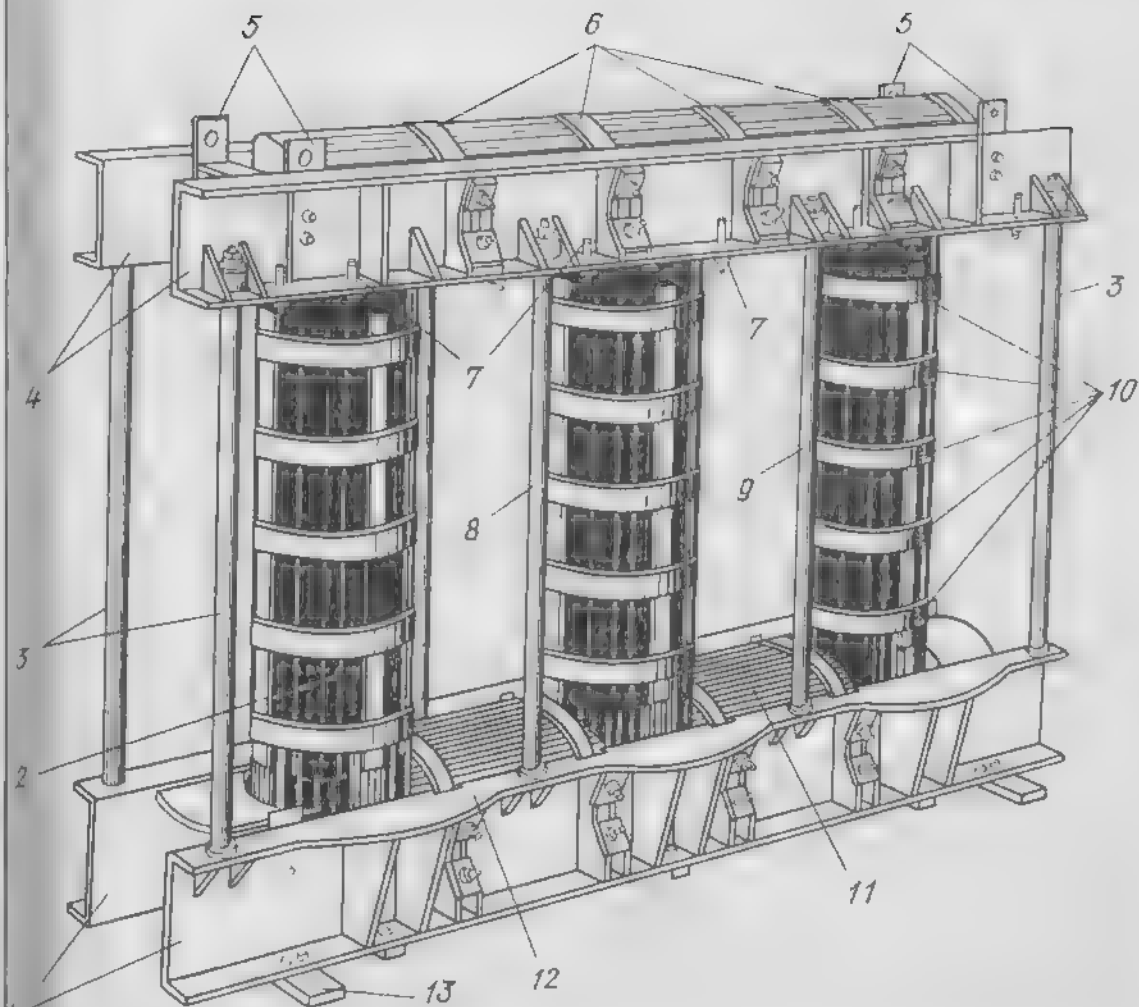


Рис. 6.2. Остов трансформатора

1 — ярмовые балки; 2 — стержни; 3, 8, 9 — связующие шпильки; 5 — подъемные планки; 6 — изоляция; 7 — винты для прессовки обмоток; 10 — стеклосланца; 11 — нижнее ярмо; 12 — обмотки; 13 — подставка

обмоток, например высота стержня H_0 , расстояние между осями соседних стержней A и т. д., могут быть найдены, если известны допустимые изоляционные расстояния от обмоток ВН до заземленных частей и до других обмоток (a_{12} , a_{22} , h_0).

Два основных размера, относящихся к обмоткам D_{12} и H_0 , могут быть связаны отношением средней длины окружности канала между обмотками πD_{12} к высоте обмотки H_0

$$\beta = \pi D_{12} / H_0 \quad (6.7)$$

Приблизленно произведение πD_{12} можно приравнять к средней длине витка двух обмоток $\pi D_{12} \approx l_v$, или $l_v / H_0 = \beta$.

Диаметр стержня определяем по формуле

$$D_0 = 16 \sqrt[4]{\frac{S' a_p \beta k_p}{j u_p B_i^2 k_i^2}} \quad (6.8)$$

Расчет и выбор величин, входящих в (6.8), рекомендуется производить в следующем порядке:

1. Мощность обмоток одного стержня трансформатора, кВ·А,

$$S' = S/c, \quad (6.9)$$

где S — мощность трансформатора по заданию; c — число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора.

2. Ширина приведенного канала рассеяния трансформатора $a_1 = a_2 + (a_1 + a_2)/3$ при определении диаметра стержня еще не известна. Размер a_1 канала между обмотками ВН и НН определяется как изоляционный промежуток по испытательному напряжению обмотки ВН (табл. 5.3).

Размер $(a_1 + a_2)/3$ предварительно определяют по формуле

$$(a_1 + a_2)/3 = k_{кр} \sqrt[4]{S'}, \quad (6.10)$$

где $k_{кр}$ коэффициент канала рассеяния, определяется по табл. 6.3.

Во всех последующих расчетах следует пользоваться реальными радиальными размерами обмоток рассчитываемого трансформатора.

3. Значение β приближенно равно отношению средней длины витка двух обмоток l_0 трансформатора к их высоте H_0 и определяет соотношение между шириной и высотой трансформатора (табл. 6.1).

4. Коэффициент приведения идеального поля рассеяния к реальному полю (коэффициент Роговского) при определении основных размеров можно приближенно принять: $k_p = 0,95$.

5. Частота f подставляется из задания на расчет трансформатора.

6. Реактивная составляющая напряжения КЗ, %, определяется по формуле (6.6)

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2},$$

где $u_a = P_k/10S$.

7. Индукция B_c в стержне для рулонной электротехнической

Таблица 6.3. Значение коэффициента $k_{кр}$ в формуле (6.10) для трехфазных двухобмоточных трансформаторов с обмотками из алюминиевого провода

Габарит трансформатора	Мощность S , кВ·А	Класс напряжения	
		10 кВ	35 кВ
I	До 100	1—0,75	—
II	100—1000	0,81—0,65	0,81—0,73
III	1600—6300	0,64—0,54	0,67—0,58
IV	Свыше 6300	—	0,60—0,56

Примечание. Для обмоток из медного провода коэффициент $k_{кр}$ следует разделить на 1,25.

стали согласно рекомендациям (по § 3.4) равна 1,60—1,65 Тл (табл. 3.4).

8. Коэффициент заполнения сталью k_c — отношение активного сечения стержня к площади круга с диаметром, равным диаметру стержня трансформатора, предварительно можно принять $k_c = 0,9$.

Полученный размер диаметра D_0 округляют до ближайшего по нормализованной шкале СЭВ (см. табл. 9.1), где указывается также сечение стержня и ярма $P_{фс}$ и $P_{фя}$.

Активное сечение стержня, см²,

$$P_c = P_{фс} \cdot k_c,$$

где $P_{фс}$ сечение ступенчатой фигуры стержня по нормальям СЭВ (см. табл. 9.1); k_c коэффициент заполнения сечения стержня (ярма) (табл. 3.2).

Электродвижущая сила одного витка, В, — см. (6.9),

$$u_w = 4,44 \cdot X/B \cdot P_c \cdot 10^{-4}, \quad (6.11)$$

Второй основной размер трансформатора — высота обмотки определяется по формуле, см,

$$H_0 = \pi D_{12}/\beta, \quad (6.12)$$

где D_{12} — средний диаметр между обмотками, может быть приближенно определен (рис. 6.1) по формуле, см,

$$D_{12} \approx a_{ср} D_0,$$

где $a_{ср} = 1,3 \div 1,35$ для медных обмоток и $a_{ср} = 1,4 \div 1,45$ для алюминиевых проводов.

6.6. Пример расчета. Трансформатор типа ТМ—1000/35

Задание на расчет трансформатора:

полная мощность трансформатора $S = 1000$ кВ·А;

число фаз $m = 3$;

частота $f = 50$ Гц;

номинальные линейные напряжения обмоток: ВН — $35\,000 \pm (2,25\%)$ В; НН — 400 В;

схема и группа соединения обмоток $Y/Y_n - 0$;

напряжение КЗ $u_k = 6,5\%$;

потери КЗ $P_k = 12\,200$ Вт;

потери ХХ $P_x = 2000$ Вт;

ток ХХ $i_0 = 1,4\%$.

6.6.1. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН И ВЫБОР ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАССТОЯНИЙ

Мощность одной фазы и одного стержня, кВ·А,

$$S' = S/m = 1000/3 = 333,3 \text{ кВ·А.}$$

Номинальные линейные токи на сторонах

$$\text{ВН } I_{\text{ВН}} = S \cdot 10^3 / \sqrt{3} U_{\text{ВН}} = 1000 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 35\,000 = 16,5 \text{ А},$$

$$\text{НН } I_{\text{НН}} = S \cdot 10^3 / \sqrt{3} U_{\text{НН}} = 1000 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 400 = 1443 \text{ А}.$$

Фазные токи обмоток (схема соединения — звезда) равны линейным токам

$$I_{\text{ф.ВН}} = I_{\text{ВН}} = 16,5; I_{\text{ф.НН}} = I_{\text{НН}} = 1443 \text{ А}.$$

Фазные напряжения обмоток ВН и НН при этом соединении

$$U_{\text{ф.ВН}} = U_{\text{ВН}} / \sqrt{3} = 35\,000 / \sqrt{3} = 20\,207 \text{ В};$$

$$U_{\text{ф.НН}} = U_{\text{НН}} / \sqrt{3} = 400 / \sqrt{3} = 231 \text{ В}.$$

Испытательные напряжения (по табл. 5.1): для обмотки ВН $U_{\text{исп.ВН}} = 85 \text{ кВ}$; для обмотки НН $U_{\text{исп.НН}} = 5 \text{ кВ}$.

По табл. 4.1 выбираем тип обмоток. Обмотка ВН при напряжении 35 кВ и токе 16,5 А — многослойная цилиндрическая из прямоугольного алюминиевого провода; обмотка НН при напряжении 0,4 кВ и токе 1443 А — винтовая.

Для испытательного напряжения обмотки ВН $U_{\text{исп.ВН}} = 85 \text{ кВ}$ по табл. 5.3 находим изоляционные расстояния (рис. 6.1): $a_{12} = 2,7 \text{ см}$, $h_0 = 7,5 \text{ см}$, $a_{22} = 3 \text{ см}$; для $U_{\text{исп.НН}} = 5 \text{ кВ}$ по табл. 5.2 находим $a_{01} = 1,5 \text{ см}$ (винтовая обмотка).

6.2 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Определяем диаметр стержня:

$$D_0 = 16 \sqrt[4]{\frac{S' a_p \beta k_p}{j u_p B_c^2 k_c^2}} = 16 \sqrt[4]{\frac{333,3 \cdot 1,2 \cdot 6,1 \cdot 0,95}{50 \cdot 6,38 \cdot 1,65^2 \cdot 0,9^2}} = 21,56 \text{ см}, \beta = 1,2 \text{ (табл. 6.1)}; k_p = 0,95; k_c = 0,9; B_c = 1,65 \text{ Тл};$$

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} = 2,7 + 3,4 = 6,1 \text{ см},$$

$$\text{где } \frac{a_1 + a_2}{3} = \kappa_{\text{кр}} \sqrt[4]{S'} = 0,8 \sqrt[4]{333,3} = 3,4 \text{ см},$$

$$\text{здесь } \kappa_{\text{кр}} = 0,8 \text{ (табл. 6.3)}, u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{6,5^2 - 1,22^2} = 6,38\%,$$

$$\text{где } u_a = P_k / 10S = 12\,200 / (10 \cdot 1000) = 1,22\%.$$

Берем нормализованный диаметр $D_0 = 22 \text{ см}$ (табл. 9.1), где $P_{\text{дс}} = 342 \text{ см}^2$.

Выбираем сталь марки 3405 толщиной 0,35 мм с жаростойким покрытием с отжигом (табл. 3.2 и 3.3), $k_3 = 0,96$.

Определяем ЭДС витка:

$$u_a = 4,44 f B_c P_c \cdot 10^{-4} = 4,44 \cdot 50 \cdot 16,5 \cdot 328 = 12 \text{ В},$$

где

$$P_c = k_3 P_{\text{дс}} = 0,96 \cdot 342 = 328 \text{ см}^2.$$

Определяем высоту обмотки:

$$H_0 = \pi D_{12} / \beta = \pi \cdot 30,8 / 1,2 = 80 \text{ см},$$

где $D_{12} = a D_0 = 1,4 \cdot 22 = 30,8 \text{ см}$, здесь $a = 1,4 \div 1,45$ (для алюминиевого провода).

Контрольные вопросы

1. Содержание задания на проектирование.
2. Схема расчета трансформатора.
3. Допуски на задаваемые величины.
4. Определение диаметра стержня.
5. Определение высоты обмотки.
6. Соотношение между осевыми и радиальными размерами и его влияние расход активных материалов.

Глава седьмая

РАСЧЕТ ОБМОТОК

7.1. Общая схема расчета обмоток

7.1.1. РАСЧЕТ ОБМОТОК НН

Расчет обмоток трансформатора начинают с обмотки низшего напряжения, располагаемой между стержнем и обмоткой ВН. Число витков на одну фазу обмотки НН определяется по формуле

$$w_{\text{НН}} = U_{\text{ф.НН}} / u_a. \quad (7.1)$$

Полученное значение $w_{\text{НН}}$ округляется до целого числа. После округления числа витков уточняем напряжение одного витка

$$u_a = U_{\text{ф.НН}} / w_{\text{НН}} \quad (7.1a)$$

действительную индукцию в стержне, Тл,

$$B_c = u_a \cdot 10^4 / 4,44 f P_c.$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$P_{\text{в.НН}} = I_{\text{ф.НН}} / J, \quad (7.2)$$

где J — средняя плотность тока по табл. 7.1.

Как правило, $P_{\text{в.НН}}$ отличается от сечения (см. табл. 7.2) стандартного провода (проводов), и действительная плотность тока $J_{\text{НН}}$ уточняется аналогично (7.2).

Внутренний диаметр обмотки, см,

$$D_1 = D_0 + 2a_{01}, \quad (7.3)$$

где a_{01} — ширина канала между обмоткой НН и стержнем (табл. 5.2)

Таблица 7.1. Средняя плотность тока в обмотках J , А/мм², для современных

Материал обмотки	Масляные трансформаторы мощностью, кВ·А				
	25—40	63—630	1000—6300	10 000—16 000	25 000—80 000
Медь	1,8—2,2	2,2—2,8	2,3—2,8	2,2—2,6	2,2—2,6
Алюминий	1,2—1,4	1,4—1,8	1,5—1,8	1,2—1,5	—

Примечания: 1. Плотность тока в обмотках из транспонированного провода выбирается такая же, как и для медного или алюминиевого провода.

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_1 = D'_1 + 2a_1, \quad (7.4)$$

где a_1 — радиальный размер обмотки НН.

Дальнейший расчет для каждого типа обмоток НН производится своим особым путем.

7.1.2. РАСЧЕТ ОБМОТОК ВН

Расчет обмоток ВН начинается с определения числа витков необходимого для получения номинального напряжения и напряжений всех ответвлений. Число витков при номинальном напряжении определяется по формуле

$$\omega_{\text{ном, ВН}} = U_{\text{ф, ВН}} \omega_{\text{НН}} / U_{\text{ф, НН}}. \quad (7.5)$$

Число витков на одной ступени регулирования напряжения при соединении обмотки ВН в звезду равно:

$$\omega_p = U_p / (\sqrt{3} u_v), \quad (7.6)$$

где U_p — напряжение на одной ступени регулирования обмотки В; u_v — напряжение одного витка обмотки, В.

Обычно ступени регулирования напряжения делаются равными между собой. В этом случае число витков обмотки на ответвлениях при четырех ступенях равно:

на верхних ступенях $\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{ном, ВН}} + 2\omega_p$; $\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{ном, ВН}} + \omega_p$;

на номинальном напряжении $\omega_{\text{ВН}}$;

на нижних ступенях $\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{ном, ВН}} - 2\omega_p$; $\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{ном, ВН}} - \omega_p$.

Плотность тока $J_{\text{ВН}}$, А/мм², в обмотке ВН предварительно определяется по формуле

$$J_{\text{ВН}} = 2J - J_{\text{НН}}.$$

Сечение витка обмотки ВН, мм², предварительно определяется по (7.2)

$$P_{\text{в, НН}} = I_{\text{ф, ВН}} / J_{\text{ВН}}.$$

Предварительное определение числа катушек для многослойных

Трансформаторов с нормированными потерями

Сухие трансформаторы мощностью, кВ·А/напряжением, кВ			
10—160/0,5		160—1600/10	
Внутренняя обмотка НН	Наружная обмотка ВН	Внутренняя обмотка НН	Наружная обмотка ВН
2,0—1,4 1,3 0,9	2,2—2,8 1,3 1,8	2,0—1,2 1,2 0,8	2,1—2,6 1,4 1,7

2. Плотность тока в обмотках из алюминиевой фольги выбирается как для алюминиевого провода.

и цилиндрической катушечной и катушечной обмоток производится с таким расчетом, чтобы:

число катушек было четным;

при номинальном напряжении ВН 35 кВ витки, служащие для регулирования напряжения, были размещены в отдельных катушках.

Внутренний диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_1 + 2a_{12}, \quad (7.7)$$

a_{12} — ширина канала между обмотками НН и ВН (табл. 5.3).

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_2 = a_2, \quad (7.8)$$

a_2 — радиальный размер обмотки ВН.

7.2. Расчет цилиндрических обмоток

7.2.1. РАСЧЕТ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ОБМОТОК НН, ДВУХСЛОЙНЫХ И ОДНОСЛОЙНЫХ ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

Число слоев обмотки выбирается обычно равным двум, в отдельных случаях обмотка может быть в один слой.

Число витков в одном слое:

для однослойной обмотки

$$\omega_{\text{сл}} = \omega_{\text{НН}},$$

для двухслойной обмотки

$$\omega_{\text{сл}} = \omega_{\text{НН}} / 2.$$

Ориентировочный осевой размер витка, см,

$$h_v = H_o / (\omega_{\text{сл}} + 1). \quad (7.9)$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$P_{\text{в, НН}} = I_{\text{ф, НН}} / J,$$

J — предварительное значение по табл. 7.1.

полученным величинам $P_{\text{в, НН}}$ и h_v по сортаменту обмоточ-

Таблица 7.2. Сечения, мм², прямоугольного обмоточного алюминиевого

Номинальный размер проволоки по стороне a , мм	Номинальный размер алюминиевой проволоки по стороне a									
	1,80	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00	3,20	3,40	3,60
4,00	6,837	7,237	7,637	8,117	8,597	8,891	9,451	10,05	10,65	11,25
4,25	7,287	—	8,137	—	9,157	—	10,08	10,70	11,38	12,05
4,50	7,737	8,187	8,637	9,177	9,717	10,07	10,70	11,38	12,05	12,75
4,75	8,188	—	9,137	—	10,28	—	11,33	—	12,75	13,45
5,00	8,637	9,137	9,637	10,24	10,84	11,25	11,95	12,70	13,45	14,45
5,30	9,177	—	10,24	—	11,51	—	12,70	—	14,29	—
5,60	9,717	10,28	10,84	11,51	12,18	12,67	13,45	14,29	15,13	16,25
6,00	10,44	—	11,64	—	13,08	—	14,45	—	16,25	—
6,30	10,98	11,61	12,24	12,99	13,75	14,32	15,20	16,15	17,09	18,21
6,70	11,70	—	13,04	—	14,65	—	16,20	—	18,21	—
7,10	12,42	13,13	13,84	14,69	15,54	16,21	17,20	18,27	19,33	20,56
7,50	13,14	—	14,64	—	16,44	—	18,20	—	20,45	—
8,00	14,04	14,84	15,64	16,60	17,56	18,53	19,45	20,65	21,85	23,25
8,50	14,94	—	16,64	—	18,68	—	20,70	—	23,25	—
9,00	15,84	16,74	17,64	18,72	19,80	20,69	21,95	23,30	24,65	26,05
9,50	16,74	—	18,64	—	20,92	—	23,20	—	26,05	—
10,00	17,64	18,64	19,64	20,84	22,04	23,05	24,45	25,95	27,45	29,13
10,60	18,72	—	20,84	—	23,38	—	25,95	—	29,13	—
11,20	—	—	—	23,38	24,74	25,88	27,45	29,13	30,81	32,49
11,80	—	—	—	—	26,07	—	28,95	—	32,49	—
12,50	—	—	26,14	—	27,64	28,95	30,70	32,58	34,45	36,41
13,20	—	—	—	—	—	—	32,45	—	36,41	—
14,00	—	—	—	—	—	32,49	34,45	36,55	38,65	41,85
15,00	—	—	—	—	—	—	36,95	—	41,85	—
16,00	—	—	—	—	—	—	—	41,85	44,25	47,05
17,00	—	—	—	—	—	—	—	—	47,05	—
18,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания Толщина изоляции на две стороны $2\delta=0,45$ (0,50); 0,55 (0,60); 0,72 (0,82); 0,96 (1,06); 1,20 (1,35); 1,35 (1,50); 1,68 (1,83) и 1,92 (2,07) мм (в скобках расчетная толщина).

ного провода для трансформаторов (табл. 7.2) подбирают подходящие провода с соблюдением следующих правил:

- число параллельных проводов $n_{пр}$ не более 4—6;
- все провода имеют одинаковые размеры.

Подобранные размеры провода записываются так:

$$\text{марка провода} \times n_{пр} \times \frac{a \times b}{a' \times b'}$$

где a' и b' — размеры провода в изоляции.

Полное сечение витка из $n_{пр}$ параллельных проводов определяется по формуле

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n_{пр}} P_{пр_i}$$

где $P_{пр}$ — сечение одного провода, мм².

Осевой размер h_v витка (высота) определяется согласно рис. 7.1.

провода марки АПБ

3,15	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
13,63	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
14,41	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15,20	16,20	17,20	—	—	—	—	—	—	—	—
16,15	—	18,27	—	—	—	—	—	—	—	—
17,09	18,21	19,33	20,14	21,54	—	—	—	—	—	—
18,35	—	20,75	—	23,14	—	—	—	—	—	—
19,30	20,56	21,82	22,77	24,34	25,92	27,49	—	—	—	—
20,56	—	23,24	—	25,94	—	29,29	—	—	—	—
21,82	23,24	24,66	25,77	27,54	29,32	31,09	32,87	34,64	—	—
23,08	—	26,08	—	29,14	—	32,89	—	36,64	—	—
24,65	26,25	27,85	29,14	31,14	33,14	35,14	37,11	39,24	41,54	43,94
26,23	—	29,63	—	33,14	—	37,39	—	41,64	—	—
27,80	29,60	31,40	32,89	35,14	37,39	39,64	41,84	44,14	46,84	49,54
29,38	—	33,18	—	37,14	—	41,89	—	46,64	—	—
30,95	32,95	34,95	36,64	39,14	41,64	44,14	46,64	49,14	52,14	55,14
32,84	—	37,08	—	41,54	—	46,84	—	52,14	—	—
34,73	36,97	39,21	41,14	43,94	46,74	49,54	52,34	55,14	58,50	61,86
36,72	—	41,34	—	46,34	—	52,24	—	58,14	—	—
38,83	41,33	44,83	46,02	49,14	52,27	55,39	58,52	61,64	65,39	69,14
41,03	—	46,31	—	51,94	—	58,54	—	65,14	—	—
43,55	46,35	49,15	51,95	55,14	58,64	62,14	65,64	69,14	73,34	77,54
46,70	—	52,70	—	59,14	—	66,64	—	74,14	—	—
49,85	53,05	56,25	59,14	63,14	67,14	71,14	75,14	79,14	83,94	88,74
53,00	—	59,80	—	67,14	—	75,64	—	84,14	—	—
56,15	59,75	63,35	66,64	71,14	75,64	80,14	84,64	89,14	94,54	99,94

Полученная плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{пол}} = I_{\text{в. об}} / P_{\Sigma}$$

Осевой размер обмотки, см,

$$H_{\text{о. об}} = h_v(\omega_{\text{сл}} + 1) + (0,5 \div 1,5 \text{ см}). \quad (7.10)$$

Радиальный размер обмотки (обозначения по рис. 7.1 и 7.2).

однослойной

$$a_1 = a', \quad (7.11)$$

двухслойной

$$a_1 = 2a' + a_{11}. \quad (7.11a)$$

Радиальный размер канала a_{11} при $U \leq 1$ кВ выбирается по условиям изоляции не менее 0,4 см.

Внутренний диаметр обмотки, см,

$$D'_1 = D_0 + 2a_{01}$$

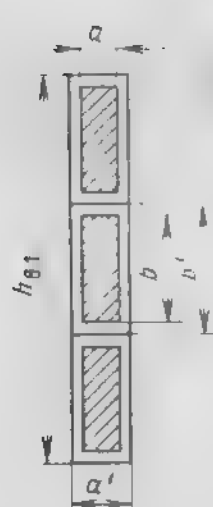


Рис. 7.1. Определение высоты витка

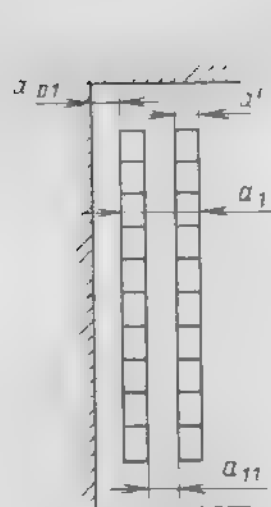


Рис. 7.2. К определению радиальных размеров обмотки

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D_1'' = D_1' + 2a_1.$$

7.2.2. РАСЧЕТ МНОГОСЛОЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБМОТКИ ИЗ КРУГЛОГО ПРОВОДА

По сечению и по сортаменту обмоточного провода для трансформаторов подбирается провод подходящего сечения или в отдельных случаях два-три параллельных одинаковых провода с диаметрами провода без изоляции d и провода в изоляции d' . Подобранные размеры провода записываются так:

марка провода $\times n_{пр} \times d/d'$,

где $n_{пр}$ — число параллельных проводов;
полное сечение витка, мм²,

$$P_0 = n_{пр} P_{пр},$$

где $P_{пр}$ — сечение одного провода;
полученная плотность тока, А/мм²,

$$J_{вн} = I_{ф, вн} / P_0;$$

число витков в слое

$$\omega_{сл} = P_0 / (n_{пр} d') - 1;$$

число слоев в обмотке

$$n_{сл} = \omega_{вн} / \omega_{сл}$$

($n_{сл}$ округляется до большего числа).
Рабочее напряжение двух слоев, В,

$$U_{м, сл} = 2\omega_{сл} U_n$$

По рабочему напряжению двух слоев по табл. 5.5 выбирается число слоев и общая толщина $\delta_{м, сл}$ кабельной бумаги в изоляции между двумя слоями обмотки.

По условиям охлаждения обмотка каждого стержня часто выполняется в виде двух concentрических катушек с осевым масляным каналом между ними. Число слоев внутренней катушки при этом должно составлять не более 1/3—2/5 общего числа слоев обмотки.

Минимальная ширина масляного канала между катушками выбирается 0,4 см.

Радиальный размер обмотки, см:
одной катушки

$$a_2 = d' n_{сл} + \delta_{м, сл} (n_{сл} - 1), \quad (7.14)$$

двух катушек

$$a_2 = d' n_{сл} + \delta_{м, сл} (n_{сл} - 1) + a_{11}. \quad (7.14a)$$

В обмотках класса напряжения 35 кВ под внутренним слоем обмотки устанавливается металлический экран — незамкнутый цилиндр из латунного листа толщиной 0,5 мм. Экран соединяется электрически с линейным концом обмотки (начало внутреннего слоя) и изолируется от внутреннего слоя обмотки обычно межслойной изоляцией или листом картона толщиной 0,1 см. Такая же изоляция экрана устанавливается со стороны масляного канала.

При наличии экрана радиальный размер обмотки находится по формуле

$$a_2' = a_2 + \delta_{экр} + 2\delta_{м, сл}, \quad (7.15)$$

где a_2 определяется по (7.14) или (7.14a); $\delta_{экр} = 0,05$ см; $\delta_{м, сл}$ — см. табл. 5.5.

Радиальный размер a_{12} см. табл. 5.3.

В обмотках с экраном радиальный размер a_2' принимается в расчет только при определении размеров обмотки. При подсчете ЭДС рассеяния этих обмоток следует увеличивать расчетную ширину канала между обмотками на толщину экрана и межслойной изоляции, т. е.

$$a_{12}' = a_{12} + \delta_{экр} + 2\delta_{м, сл}.$$

Внутренний диаметр обмотки (при наличии экрана — до его внутренней изоляции), см,

$$D_2' = D_1' + 2a_{12}. \quad (7.12)$$

Наружный диаметр обмотки:
без экрана

$$D_2'' = D_2' + 2a_2, \quad (7.13)$$

с экраном

$$D_2'' = D_2' + 2a_2'.$$

7.2.3. РАСЧЕТ МНОГОСЛОЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБМОТКИ ВН ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

Этот тип обмотки применяется в качестве обмотки ВН (в некоторых случаях и НН) в масляных трансформаторах классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью 1000 кВ·А и более. После определения H_o , P_b и $J_{ВН}$, как это сделано в п. 7.2.1 и 7.2.2, необходимо выбрать один или два-три параллельных провода с общим сечением, равным P_b .

Реальные сечения проводов подбираются по табл. 7.2 и записываются так:

$$\text{марка провода} \times n_{\text{пр}} \times \frac{a \times b}{a' \times b'};$$

полное сечение витка, мм²,

$$P_b = n_{\text{пр}} P_{\text{пр}};$$

полученная плотность тока, А/мм²,

$$J_{ВН} = I_{\text{ф. ВН}} / P_b;$$

число витков в слое

$$\omega_{\text{сл}} = H_o / (n_b b') - 1;$$

число слоев в обмотке

$$n_{\text{сл}} = \omega_{ВН} / \omega_{\text{сл}}$$

($n_{\text{сл}}$ округляется до большего числа).

Рабочее напряжение двух слоев, В,

$$U_{\text{м. сл}} = 2 \omega_{\text{сл}} U_b.$$

По рабочему напряжению двух слоев по табл. 5.5 выбирается число слоев и общая толщина $\delta_{\text{м. сл}}$ кабельной бумаги в изоляции между двумя слоями обмотки.

Радиальный размер обмотки без экрана, см,

$$a_1 = a' n_{\text{сл}} + \delta_{\text{м. сл}} (n_{\text{сл}} - 1) + a' n_{\text{кан}},$$

где a' — радиальный размер канала обмотки, см, $n_{\text{кан}}$ — число осевых каналов.

Радиальный размер обмотки с экраном, см,

$$a_2 = a_1 + 0,3,$$

где для класса напряжения 35 кВ принято увеличение радиального размера обмотки за счет экрана и двух слоев межслойной изоляции на 0,3 см.

Внутренний диаметр обмотки (при наличии экрана до ее внутренней изоляции), см,

$$D_2' = D_1' + 2a_{12}.$$

Наружный диаметр обмотки, см:

без экрана

$$D_2'' = D_1' + 2a_2,$$

с экраном

$$D_2'' = D_1' + 2a_2'.$$

7.3. Расчет винтовых обмоток

Выбор одноходовой или двухходовой (многоходовой) обмотки зависит от осевого размера (высоты) одного витка, см, ориентировочно определяемого по формулам:

для одноходовой обмотки

$$h_b = H_o / (\omega_{ВН} + 4) - h_{\text{кан}}; \quad (7.16)$$

для двухходовой обмотки с равномерно распределенной транспозицией

$$h_b = H_o / (\omega_{ВН} + 1) - h_{\text{кан}}, \quad (7.16a)$$

где $h_{\text{кан}}$ — осевой размер масляного охлаждающего канала между витками. Ориентировочно $h_{\text{кан}} = 0,4$ см.

Максимально возможный осевой размер витка одноходовой обмотки равен максимальному размеру обмоточного провода в изоляции, т. е. не может превышать 1,55 для медного и 1,85 см для алюминиевого провода. Поэтому при получении $h_b \leq 1,55$ для медного и $h_b \leq 1,85$ см для алюминиевого провода следует применять одноходовую обмотку. При получении $3,5 - 4,5 \leq h_b \leq 1,55$ см (или 1,85 см) по аналогичным соображениям может быть применена двухходовая обмотка. Более точное определение h_b в этом случае дает формула (7.16a). В редких случаях может быть применена четырехходовая обмотка.

После окончательного выбора конструкции обмотки к полученным ориентировочным значениям P_b и h_b по сортаменту обмоточного провода (табл. 7.2) подбираются подходящие сечения провода с соблюдением следующих требований:

минимальное число параллельных проводов в одноходовой обмотке — четыре, в двухходовой — восемь;

все параллельные провода одинаковые;

расчетная высота обмотки при выбранных размерах проводов и радиальных каналов равна предварительно рассчитанному значению.

Подобранные размеры проводов записываются так:

$$\text{марка провода} \times n_{\text{пр}} \times \frac{a \times b}{a' \times b'};$$

полное сечение витка

$$P_b = n_{\text{пр}} P_{\text{пр}},$$

где $P_{\text{пр}}$ — сечение одного провода;

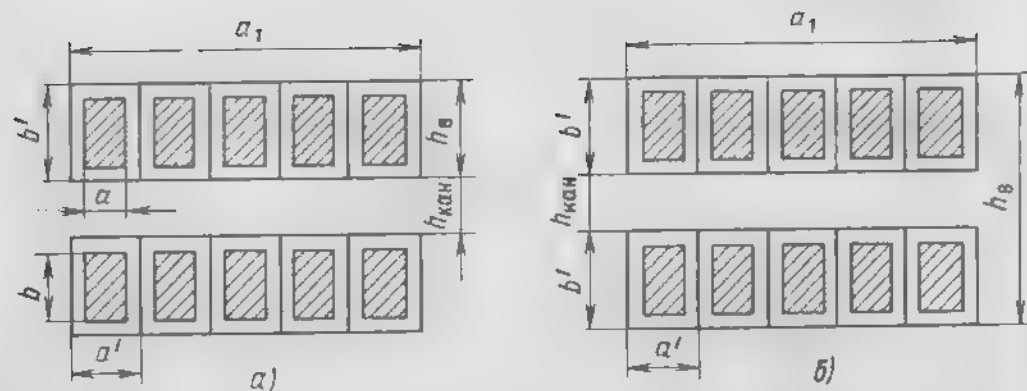


Рис. 7.3. Определение осевого размера витка и радиального размера для винтовой обмотки:

a — для одноходовой; b — для двухходовой

плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{нн}} = I_{\text{ф, нн}} / \Pi_{\text{в}}.$$

Осевой размер витка $h_{\text{в}}$ обмотки для одно- и двухходовой обмоток определяется по рис. 7.3.

Осевой размер (высота) обмотки, опрессованной после сушки трансформатора, $H_{\text{о, нн}}$, см, определяется по следующим формулам:

для одноходовой обмотки (рис. 7.3, а) с тремя транспозициями (§ 4.3)

$$H_{\text{о, нн}} = b'(\omega_{\text{нн}} + 4) + \kappa_{\text{у}} h_{\text{кан}}(\omega_{\text{нн}} + 3), \quad (7.17)$$

для двухходовой обмотки (рис. 7.3, б) с равномерно распределенной транспозицией

$$H_{\text{о, нн}} = 2b'(\omega_{\text{нн}} + 1) + \kappa_{\text{у}} h_{\text{кан}}(2\omega_{\text{нн}} + 1). \quad (7.17a)$$

Коэффициент $\kappa_{\text{у}}$ учитывает усадку межкатушечных прокладок после сушки и опрессовки обмотки и может быть принят равным 0,94 ÷ 0,96 (в некоторых случаях 0,9).

Радиальный размер обмотки a_1 , см, определяется по рис. 7.3 внутренний диаметр обмотки, см,

$$D'_1 = D_0 + 2a_{01},$$

наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_1 + 2a_1.$$

7.4. Расчет непрерывных обмоток

Ориентировочное сечение витка находится по $\Pi_{\text{в}}$ (7.2a). К этому сечению витка по сортаменту обмоточного провода (табл. 7.2) подбираются подходящие сечения прямоугольного провода.

Сечению витка $\Pi_{\text{в}}$ в сортаменте обмоточного провода обычно соответствует несколько близких сечений провода с различными

соотношением сторон b/a , что дает возможность широкого варьирования при размещении витков в катушке. Для получения более компактной конструкции обмотки рекомендуется выбирать из сортамента более крупные сечения при меньшем числе параллельных проводов и сечения с большим возможным размером b . При этом должны соблюдаться следующие требования:

общая высота (осевой размер) обмотки $H_{\text{о, вн}}$ после сушки и опрессовки должна совпадать с высотой обмотки НН $H_{\text{о, нн}}$; регулировочные витки и витки с усиленной изоляцией должны быть уложены в отдельные катушки;

общее количество катушек должно быть четным;

число витков в катушке может быть целым или дробным, в последнем случае знаменателем дроби должно быть число реек по окружности обмотки.

Выбранные размеры записываются так:

марка провода $\times n_{\text{пр}} \times \frac{a \times b}{a' \times b'}$;

принятое сечение провода $\Pi_{\text{пр}}$, мм²;

полное сечение витка, мм²,

$$\Pi_{\text{в}} = n_{\text{пр}} \Pi_{\text{пр}};$$

плотность тока, А/мм²,

$$J = I_{\text{ф}} / \Pi_{\text{в}}.$$

Высота катушки $h_{\text{кат}}$ в этой обмотке равна большему размеру провода в изоляции.

Число катушек на одном стержне ориентировочно определяется по формуле для случая, когда каналы сделаны между всеми катушками,

$$n_{\text{кат}} \approx (H_{\text{о}} + h_{\text{кан}}) / (b' + h_{\text{кат}}). \quad (7.18)$$

Число витков в катушке определяется ориентировочно:

$$\omega_{\text{кат}} \approx \omega_{\text{о, вн}} / n_{\text{кат}}. \quad (7.19)$$

Осевой размер (высота) канала $h_{\text{кан}}$ в трансформаторах мощностью от 160 до 6300 кВ·А и рабочим напряжением не более 35 кВ колеблется от 0,4 до 0,6 см.

Для обмотки с каналами между всеми катушками высота $H_{\text{о}}$, см,

$$H_{\text{о}} = b' n_{\text{кат}} + \kappa_{\text{у}} [h_{\text{кан}}(n_{\text{кат}} - 2) + h_{\text{кан, р}}]. \quad (7.20)$$

Высота канала в месте разрыва обмотки и размещения регулировочных витков $h_{\text{кан, р}}$ выбирается по изоляционным соображениям. Коэффициент $\kappa_{\text{у}}$, учитывающий усадку изоляции после сушки и опрессовки обмотки, равен 0,94 ÷ 0,96 (в отдельных случаях 0,9).

Радиальный размер обмотки, см,

$$a_{1,2} = a' w_{\text{кат}}, \quad (7.21)$$

где $w_{\text{кат}}$ — число витков катушки, округляем до целого числа.

7.5. Пример расчета. Расчет обмоток (продолжение примера расчета § 6.6)

7.5.1. РАСЧЕТ ОБМОТКИ НН (ПО П. 7.1.1)

Число витков на одну фазу обмотки НН

$$w_{\text{НН}} = U_{\text{ф. НН}} / u_{\text{в}} = 231 / 12,0 = 19,25, \text{ принимаем } 19.$$

Уточняем ЭДС одного витка, В,

$$u_{\text{в}} = U_{\text{ф. НН}} / w_{\text{НН}} = 231 / 19 = 12,16.$$

Действительная индукция в стержне, Тл,

$$B_{\text{с}} = u_{\text{в}} \cdot 10^4 / 4,44 f P_{\text{с}} = 12,16 \cdot 10^4 / 4,44 \cdot 50 \cdot 328 = 1,67.$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$P_{\text{в. НН}} \approx I_{\text{ф. НН}} / J = 1443 / 1,8 = 802,$$

где по табл. 7.1 — средняя плотность тока 1,8 А/мм² для алюминиевого провода.

Обмотку выбираем винтовую и расчет ведем по § 7.3:

$$h_{\text{в}} = H_0 / (w_{\text{НН}} + 1) - 2h_{\text{кан}} = 80 / (19 + 1) - 2 \cdot 0,4 = 3,2 \text{ см.}$$

Выбираем провод (табл. 7.2) для двухходовой обмотки с каналом через каждый ход и числом параллельных проводов 16:

$$\text{АПБ} \times n_{\text{пр}} \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = 16 \times \frac{3,15 \times 16,0}{3,65 \times 16,5} = 16 \cdot 49,85 = 797,6 \text{ мм}^2,$$

$$P_{\text{в. НН}} = 797,6 \text{ мм}^2.$$

Уточняем плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{НН}} = I_{\text{ф. НН}} / P_{\text{в. НН}} = 1443 / 797,6 = 1,81.$$

Уточняем высоту обмотки, см,

$$\begin{aligned} H_{0, \text{НН}} &= 2b' (w_{\text{НН}} + 1) + \kappa_y h_{\text{кан}} (2w_{\text{НН}} + 1) = \\ &= 2 \cdot 1,65 (19 + 1) + 0,95 \cdot 0,4 (2 \cdot 19 + 1) = 80,82. \end{aligned}$$

Определяем радиальный размер обмотки, см (рис. 7.3),

$$a_1 = a' n_{\text{пр}} / 2 = (16/2) \cdot 0,365 = 2,92.$$

Внутренний диаметр обмотки, см,

$$D'_1 = D_0 + 2a_{01} = 22 + 2 \cdot 1,5 = 25.$$

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_1 + 2a_1 = 25 + 2 \cdot 2,92 = 30,84.$$

7.5.2 РАСЧЕТ ОБМОТКИ ВН (ПО П. 7.1.2)

Число витков на одну фазу обмотки ВН на основном отвлении

$$w_{\text{ВН}} = w_{\text{НН}} U_{\text{ф. ВН}} / U_{\text{ф. НН}} = 19 \cdot 20 \cdot 207 / 231 = 1662.$$

Число витков на одной ступени регулирования

$$w_{\text{р}} = 2,5 w_{\text{ВН}} / 100 = 2,5 \cdot 1662 / 100 = 42.$$

Число витков на ответвлениях

$$+5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{н. ВН}} + 2w_{\text{р}} = 1662 + 2 \cdot 42 = 1746,$$

$$+2,5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{н. ВН}} + w_{\text{р}} = 1662 + 42 = 1704.$$

Номинальное напряжение $w_{\text{н. ВН}} = 1662$

$$-2,5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{н. ВН}} - w_{\text{р}} = 1662 - 42 = 1620,$$

$$5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{н. ВН}} - 2w_{\text{р}} = 1662 - 84 = 1578.$$

Ориентировочная плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{ВН}} = 2J - J_{\text{НН}} = 2 \cdot 1,8 - 1,81 = 1,79.$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$P_{\text{н. ВН}} = I_{\text{ф. ВН}} / J_{\text{ВН}} = 16,5 / 1,79 = 9,22.$$

Выбираем многослойную цилиндрическую обмотку из прямоугольного провода и расчет ведем по п. 7.2.3.

Выбираем реальное сечение провода по табл. 7.2:

$$\text{АПБ} \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = \frac{2,36 \times 4,0}{2,86 \times 4,50} = 8,891 \text{ мм}^2,$$

$$\text{е. } P_{\text{н. ВН}} = 8,891 \text{ мм}^2.$$

Уточняем плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{ВН}} = I_{\text{ф. ВН}} / P_{\text{н. ВН}} = 16,5 / 8,891 = 1,855.$$

Определяем число витков в слое;

$$w_{\text{сл}} = H_0 / b' - 1 = 80 / 0,450 - 1 = 176.$$

Число слоев в обмотке определяем по наибольшему числу витков:

$$n_{\text{сл}} = w_{\text{ВН}} / w_{\text{сл}} = 1746 / 176 = 9,92,$$

принимая 10.

Обмотка разделяется на две катушки — внутреннюю с четырьмя слоями и наружную с шестью слоями. Канал между ними равен 1 см. Под внутренним слоем обмотки располагается экран — алюминиевый незамкнутый цилиндр с толщиной 0,5 мм, электрически соединенный с линейным концом обмотки. Последний слой регулировочный $21 \times 2 \times 4 = 168$ витков.

Напряжение двух слоев обмотки, В,

$$U_{\text{н. сл}} = 2w_{\text{сл}} u_{\text{в}} = 2 \cdot 176 \cdot 12,16 = 4280.$$

Межслойную изоляцию по табл. 5.4 выбираем в семь слоев кабельной бумаги 0,12 мм, выступ изоляции на торцах обмотки 2,2 см на одну сторону.

Радиальный размер обмотки без экрана, см, (рис. 7.2),

$$a_2 = a'_{\text{сл}} + \delta_{\text{м, сл}}(n_{\text{сл}} - 1) + a_{11}n_{\text{кан}} = \\ = 0,286 \cdot 10 + 0,012 \cdot 7(10 - 1) + 1 = 4,62.$$

Радиальный размер обмотки с экраном, см,

$$a'_2 = a_2 + 0,3 = 4,62 + 0,3 = 4,92.$$

Расчетный размер канала между обмотками НН и ВН (для расчета μ_p), см,

$$a'_{12} = a_{12} + 0,3 = 2,7 + 0,3 = 3.$$

Внутренний диаметр обмотки (для расчета массы провода) по внутреннему слою проводов, см,

$$D'_2 = D'_1 + 2a'_{12} = 30,84 + 2 \cdot 3,0 = 36,84.$$

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_2 + 2a'_2 = 36,84 + 2 \cdot 4,92 = 46,68.$$

Контрольные вопросы

1. Общая схема расчета обмоток.
2. Расчет цилиндрических простых обмоток.
3. Расчет многослойных цилиндрических обмоток из круглого и прямоугольного провода.
4. Расчет винтовых обмоток.
5. Расчет непрерывных обмоток.

Глава восьмая

РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И СТОЙКОСТИ ОБМОТОК ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

8.1. Общие сведения

8.1.1. ОСНОВНЫЕ ПОТЕРИ ТРАНСФОРМАТОРА

При включении вторичной обмотки возбужденного трансформатора на нагрузку (например, присоединение к ней резистора или реактора) в первичной и вторичной обмотках одновременно возникают МДС. Во вторичной обмотке МДС создается вторичным током I_2 , определяемым нагрузкой, в первичной нагрузочной составляющей $I_{1\text{нг}}$ первичного тока I_1 .

При нагрузке трансформатора первичный ток равен геомет-

рической сумме нагрузочной составляющей и тока ХХ (при этом пренебрегаем активной составляющей тока ХХ): $I_1 = I_{1\text{нг}} + I_{\text{нам}}$, где $I_{\text{нам}}$ — намагничивающая составляющая тока ХХ. В то же время (при равном числе витков)

$$I_{1\text{нг}} = -I_2,$$

т. е. нагрузочные токи в первичной и вторичной обмотках имеют обратные знаки и, следовательно, сумма их МДС равна нулю. Таким образом, результирующее магнитное поле трансформатора создается МДС намагничивающего тока и суммой МДС (равной нулю) вторичного и нагрузочной составляющей первичного токов, т. е. поле создается совокупностью МДС всех обмоток трансформатора.

Часть магнитного поля, которая создается МДС первичной и вторичной обмоток (их сумма равна нулю), называется полем рассеяния трансформатора. Основное магнитное поле, создаваемое намагничивающей составляющей первичного тока, определяют как разность результирующего магнитного поля и поля рассеяния трансформатора.

Как уже говорилось, основное магнитное поле локализовано в магнитопроводе. Магнитное поле рассеяния существует почти целиком вне магнитной системы — вокруг обмоток и между ними, проникает в ярмовые балки, прессующие кольца, в бак трансформатора (рис. 8.1).

Поскольку первичный и вторичный токи при нагрузке во много раз больше тока ХХ (он составляет 3,5—0,3% номинального), магнитное рассеяние и мощность, расходуемая на его создание, значительны. Например, в крупном силовом трансформаторе мощность поля рассеяния в 10—15 раз превышает намагничивающую мощность основного поля.

Первичный и вторичный токи, кроме поля рассеяния, создают в обмотках падения напряжения (I_r) и потери. Потери определяются электрическим сопротивлением обмоток постоянному току (в дальнейшем электрическое сопротивление) и током данной обмотки. Одновременно возникают потери и в отводах, вводах и других токоведущих частях трансформатора. Такие потери

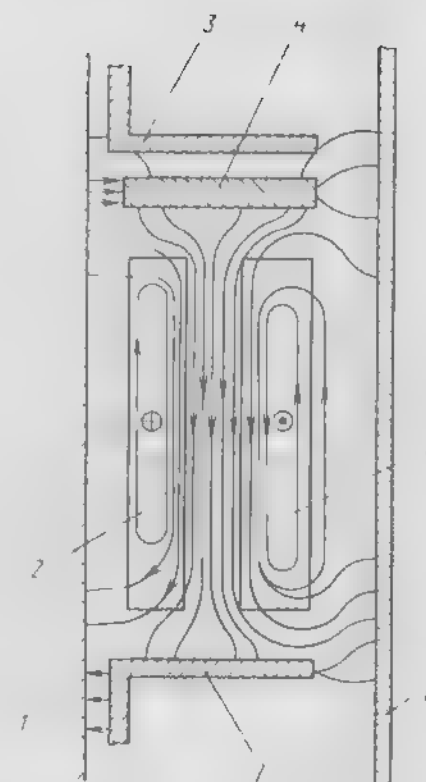


Рис. 8.1. Поле рассеяния трансформатора:

1 — стержень, 2 — обмотка НН, 3, 7 — ярмовые балки, 4 — при сужении кольца, 5 — обмотка ВН, 6 — стержень.

называют основными:

$$P_{\text{осн}} = I_1^2 r_1 + I_2^2 r_2,$$

где r_1 и r_2 — электрические сопротивления проводов и других токоведущих частей первичной и вторичной обмоток.

8.1.2 ДОБАВОЧНЫЕ ПОТЕРИ

Контуры, по которым замыкаются поля рассеяния при равномерном распределении МДС по высоте обмоток трансформатора, показаны на рис. 8.1. Поток рассеяния проходит вдоль и между обмоток, достигает прессующего кольца и нижней ярмовой балки, а затем замыкается через магнитопровод и стенку бака.

Для удобства изучения поле рассеяния также условно можно разделить на две составляющие: осевое поле (направленное вдоль оси обмоток) и радиальное поле (направленное по радиусу поперек оси обмоток). Диаграммы радиальной и осевой составляющих поля рассеяния и МДС обмоток двухобмоточного трансформатора показаны на рис. 8.2, а. Как видно из рисунка, при

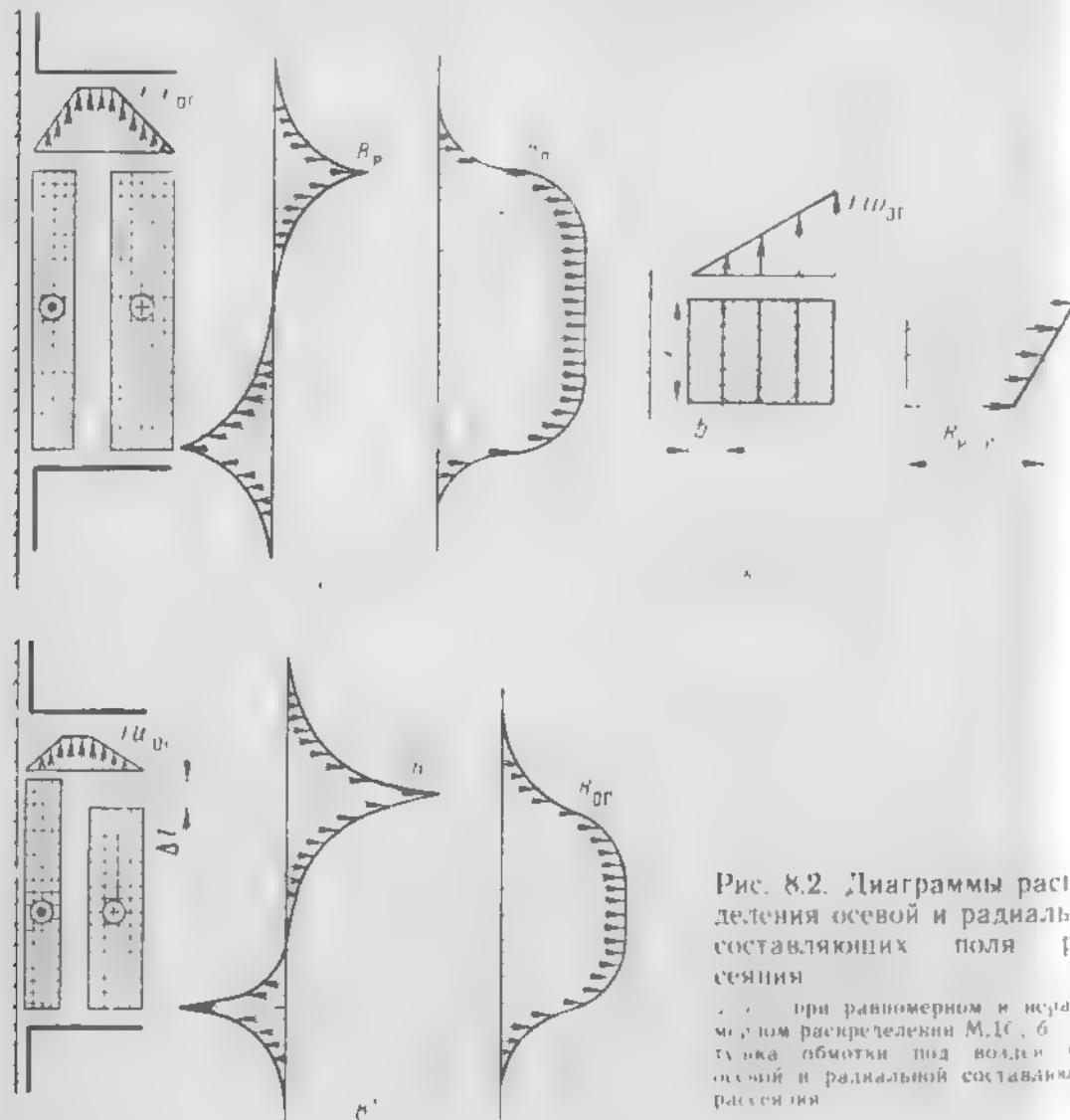


Рис. 8.2. Диаграммы распределения осевой и радиальной составляющих поля рассеяния

а — при равномерном и неравномерном распределении МДС, б — катушка обмотки под воздействием осевой и радиальной составляющих поля рассеяния

равномерном распределении МДС радиальное поле имеет наибольшее значение на торцах обмоток, осевое — в средней части обмоток.

Поле рассеяния индуцирует в каждом проводе обмоток в плоскости, перпендикулярной направлению потока рассеяния, напряжения, под действием которых возникают вихревые токи. Эти токи замыкаются внутри отдельных проводов и в отличие от токов нагрузки не выходят за пределы обмоток, причем осевое поле наводит токи в узкой стороне (толщине) прямоугольного провода, радиальное — в широкой стороне (высоте) провода (рис. 8.2, б).

Вихревые токи вызывают в проводах обмотки потери, пропорциональные квадратам индукции поля рассеяния и размера провода в направлении, перпендикулярном потоку рассеяния,

$$P_{\text{вх.ос}} = B_{\text{ос,мах}}^2 a^2 \text{ и } P_{\text{вх.р}} = B_{\text{р,ср}}^2 b^2,$$

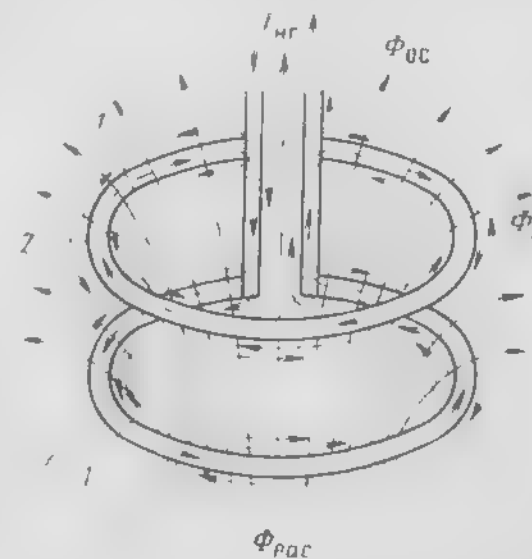
где $B_{\text{ос,мах}}$ и $B_{\text{р,ср}}$ — максимальная и средняя индукция соответственно осевой и радиальной составляющих поля; b и a — высота и толщина провода; $P_{\text{вх.ос}}$ и $P_{\text{вх.р}}$ — потери от вихревых токов, наведенных осевой и радиальной составляющими поля.

Потери от вихревых токов, наведенных в обмотках и других токоведущих частях трансформатора, называют добавочными потерями в токоведущих частях. Как видно из рис. 8.2, в, наибольшие добавочные потери возникают в торцовых частях обмоток в зоне, прилегающей к каналу между обмотками.

В мощных трансформаторах витки обмоток выполняют из нескольких параллельных проводов. В катушечных обмотках число параллельных проводов в витке достигает 6—8, в винтовых — 20—24 и более. В начале и конце катушек провода соединяются вместе, образуя замкнутые контуры, пронизываемые полем рассеяния. В каждом контуре осевая составляющая поля индуцирует напряжения, под действием которых возникают токи, проходящие (циркулирующие) только в данном контуре и не выходящие за его пределы.

Кроме параллельных проводов, в мощных трансформаторах часто применяют параллельно соединенные катушки.

Такое соединение также создает контуры для циркулирующих токов, наводимых в том случае радиальной составляющей поля рассеяния.



8.3 Распределение циркулирующих токов в катушках обмотки

Две катушки, соединенные параллельно, в каждой из которых имеется по одному витку с двумя параллельными проводами, 1 и 2 показаны на рис. 8.3. Осевая составляющая поля наводит токи (на рисунке показаны точками), циркулирующие только в контуре из параллельных проводов; радиальная составляющая — токи (на рисунке показаны пунктиром), циркулирующие только в контуре параллельных катушек. Наконец, в катушках проходит ток нагрузки $I_{нг}$, разделяющийся между катушками проводами в витках пропорционально их электрическим сопротивлениям.

Циркулирующие токи, наведенные полем рассеяния и замыкающиеся в параллельно соединенных ветвях обмоток, создают потери, называемые добавочными потерями от циркулирующих токов. Как видно из рисунка, циркулирующие токи нарушают равномерное распределение тока в проводах и катушках: в проводе верхней катушки, например, из тока нагрузки вычитаются (геометрически) оба циркулирующих, в проводе 1 один ток складывают с током нагрузки, другой — вычитают из него; то же самое можно проследить и в нижней катушке. Неравномерное распределение тока нежелательно: отдельные провода (например, провод 1 в нижней катушке) оказываются нагруженными слишком большими токами, которые могут вызвать опасный нагрев, а затем тепловое разрушение изоляции.

Поля рассеяния, кроме добавочных потерь в обмотках, вызывают потери в стенках бака, прессующих кольцах, ярмовых балках и других элементах конструкции трансформатора. Особенно возрастают потери при нарушении равномерного распределения МДС, например при неодинаковой высоте обмоток (см. рис. 8.2, в). В этом случае увеличивается радиальное поле, большая его часть замыкается в элементах конструкции.

Во всех массивных ферромагнитных деталях, где проходит поток рассеяния, возникают потери от вихревых токов и гистерезиса.

Добавочные потери уменьшают КПД и вызывают опасные перегревы отдельных частей трансформатора. С ростом мощности растут и поля рассеяния, а следовательно, и добавочные потери, нагрев и трудности с отводом тепла, поэтому в трансформаторах всегда принимают специальные меры для уменьшения добавочных потерь. Наиболее эффективный способ — уменьшение полей рассеяния, однако они «защищают» трансформатор от токов КЗ, а стандарты определяют их значение через напряжение КЗ.

При заданном поле рассеяния потери можно уменьшить тремя способами: направлением потоков рассеяния по путям с меньшими потерями; правильным выбором размеров и конфигурации отдельных элементов конструкции; применением немагнитных не проводящих электрический ток материалов.

Добавочные потери можно уменьшить, например, используя магнитные шунты из электротехнической стали, которые укладывают на полки ярмовых балок или вдоль стенок бака так, чтобы по ним проходила большая часть потока рассеяния. Иногда вместо магнитных шунтов используют экраны из листов меди или алюминия, уложенные вдоль стенок бака. Возникающие в них вихревые токи своим магнитным действием «оттесняют» поле рассеяния, экранируя от него бак, и тем самым снижают потери.

Другой способ уменьшения потерь — выбор проводов небольших размеров, особенно в направлении, перпендикулярном радиальной составляющей поля рассеяния (для снижения потерь от вихревых токов); применение транспонированных и подразделенных проводов; выполнение транспозиции — специальных перекладок параллельных проводов в процессе изготовления обмоток (для снижения потерь от циркулирующих токов). К этой же группе мер относится уменьшение размеров ярмовых балок, использование раздельных прессующих колец для каждой из обмоток (для снижения потерь в элементах конструкции).

Для значительного уменьшения добавочных потерь используют новые, не традиционные материалы для отдельных частей трансформатора, например пластмассы, стекловолокна, древесно-слоистые пластики.

8.1.3. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ СИЛЫ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

На проводники обмоток с током в поле рассеяния действуют электродинамические силы, которые создают механические напряжения в обмотках и частично передаются на элементы конструкции трансформатора. При нормальной работе эти силы велики, однако в экстремальных условиях, например при КЗ, они вырастают в сотни раз и могут легко разрушить трансформатор, если не приняты специальные меры к его защите.

Так как провода с током одного направления притягиваются, провода разных направлений — отталкиваются, то и все витки одной обмотки притягиваются друг к другу, а первичная и вторичная обмотки, токи которых направлены противоположно, отталкиваются одна от другой.

Силы, действующие на обмотки трансформатора, можно разделить на внутренние (силы взаимодействия между элементами одной обмотки) и внешние (силы взаимодействия между разными обмотками). На рис. 8.4, а показаны обмотки и направления действия внутренних осевых $F_{о1}$ и $F_{о2}$ и внешних радиальных $F_{р1}$ и $F_{р2}$ при равномерном распределении МДС. Осевые силы (определяются радиальной составляющей поля рассеяния) стремятся уменьшить высоту обмоток, радиальные (определяются осевой составляющей поля) — сжать внутреннюю и раздвинуть наружную обмотки (рис. 8.4, б). Из диаграммы распре-

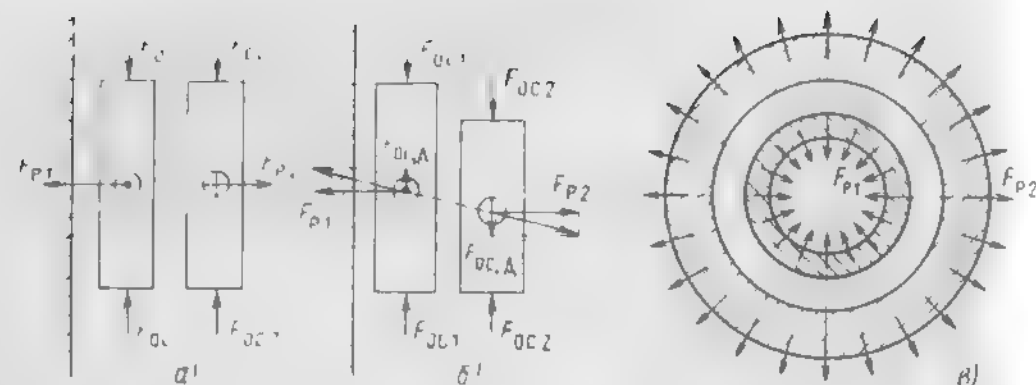


Рис. 8.4. Действие радиальных и осевых сил на обмотки двухобмоточного трансформатора

а — при одинаковой высоте обмоток б — при укорочении наружной обмотки в — радиальные на катушки обмоток

ления индукции поля рассеяния (см. рис. 8.2, а) видно, что наибольшие осевые силы, изгибающие провода обмотки в вертикальном направлении, возникают в торцовых катушках, где наибольшая индукция радиального поля, причем осевые усилия не только изгибают провода и катушки, но и сжимают прокладки между ними. При этом максимальные сжимающие усилия испытывают прокладки в середине обмотки, поскольку на них передается сумма всех осевых сил, действующих на все катушки обмотки.

Радиальные силы распределяются равномерно по окружности каждой катушки (рис. 8.4, в). Наибольшие усилия обнаруживаются в катушках средней части обмоток, где индукция осевого поля наибольшая. В торцовых катушках действуют несколько меньшие силы, поскольку индукция осевого поля на торцах обмоток составляет 0,7—0,8 наибольшей, однако суммарное воздействие на провода торцовых катушек осевой и радиальной сил оказываются значительными.

Силы, воздействующие на внутреннюю обмотку, сжимают ее, стремясь «сократить» длину проводов обмотки (рис. 8.4, в). Для усиления жесткости обмотки часто наматывают на рейки (рис. 8.5, а, б), закрепленные на изоляционном цилиндре. Наличие реек приводит к появлению местных изгибов, т. е. к напряжениям сжатия проводов прибавляется и напряжение изгиба. Если результирующее напряжение в обмотке окажется больше предела текучести материала провода, то появляются остаточные деформации и обмотка разрушается, приобретая типичную змеиную форму (рис. 8.5, а). Иногда остаточные деформации могут иметь другой характер: в одном пролете происходит прогиб обмотки внутрь, а в соседнем — наружу; такую деформацию называют потерей устойчивости (рис. 8.5, б).

Радиальные усилия, воздействующие на наружную обмотку, стремятся растянуть ее провода. Особенно опасны они для

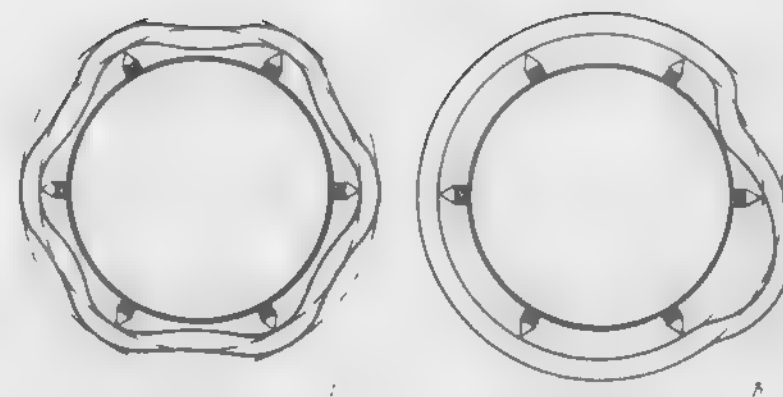


Рис. 8.5. Деформация внутренней обмотки от воздействия радиальных сил

а — змеиная форма б — потеря устойчивости

интовых обмоток, так как могут «раскрутить» их и «оторвать» концы, поэтому эти обмотки редко располагают снаружи и обязательно принимают специальные меры против возможного раскручивания витков.

Разная высота обмоток (см. рис. 8.2, в и 8.4, б), встречающаяся в практике сборочных работ, приводит к неравномерному распределению МДС и резкому увеличению максимума («пика») радиальной составляющей поля рассеяния, при этом возникают внешние силы, которые имеют не только радиальные F_{p1} и F_{p2} , но и осевые составляющие ($F_{oc,d}$), дополняющие собственные осевые силы F_{oc1} и F_{oc2} .

Внешние осевые силы $F_{oc,d}$ всегда направлены так, чтобы увеличить создавшую их несимметрию. Например, силы $F_{oc,d}$ (рис. 8.4, б) стремятся сделать наружную обмотку еще короче, внутреннюю длиннее, при этом полностью или частично пережимаются на ярма магнитопровода, стремясь «оторвать» их от стержней. Они, как и собственные осевые силы F_{oc1} и F_{oc2} , изгибают провода в вертикальном направлении и сжимают прокладки между катушками.

8.1.4 КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА

Трансформатор может работать в режимах ХХ и нагрузки (изменяющейся от нуля до номинальной), указанной в его паспортных данных. Существует еще один режим работы трансформатора, характеризующийся резким увеличением токов, рассеяния и механических усилий в обмотках, который возникает, когда, например, первичная обмотка трансформатора получает питание от источника с переменным напряжением, а вторичная замкнута коротко на своих зажимах (выводах). Такой режим называют режимом КЗ трансформатора.

В режиме КЗ вторичная обмотка продолжает получать энергию из первичной и отдавать ее потребителю, которым является

теперь сама вторичная обмотка с отводами и вводами. Электрическое сопротивление такого замкнутого участка r_k , естественно, окажется в тысячи раз меньше сопротивления r нагрузки. Кажется, что возросшие вследствие этого первичный и вторичный токи должны в доли секунды сжечь обмотки, а поля рассеяния мгновенно разрушить трансформатор, однако трансформаторы, как правило, выдерживают КЗ в те малые промежутки времени, пока защита не отключит их от сети. Объясняется это тем, что при КЗ резко увеличиваются поля и ЭДС рассеяния трансформатора, которые и ограничивают токи КЗ (I_{k1} и I_{k2}) до значения, в 10—25 раз превышающего номинальные. Следовательно, потери в обмотках при КЗ хотя и возрастают (пропорционально квадрату тока) в 100—625 раз, однако не так значительно, чтобы за время КЗ сжечь трансформатор.

Таким образом, поля рассеяния ограничивают токи КЗ и защищают обмотки от чрезмерных тепловых нагрузок и электродинамических усилий.

Как указывалось ранее, электродинамические усилия, возникающие при взаимодействии токов и полей рассеяния, при нормальной работе трансформатора невелики. Однако при КЗ, когда токи I_{k1} и I_{k2} возрастают в десятки раз, усилия увеличиваются в сотни раз (пропорционально произведению $I_{k1} I_{k2}$) и могут быть очень опасны. Именно при КЗ возникают деформация обмоток с потерей устойчивости (см. рис. 8.5, б), изгиб катушек и смятие прокладок от осевых сил, «раскручивание» наружной винтовой обмотки (от радиальных сил) и другие разрушения, приводящие к аварии трансформатора.

Опыт эксплуатации показывает, что разрушающие усилия при КЗ во многом зависят от степени запрессовки, т. е. является ли обмотка единым телом или ее катушки могут незначительно перемещаться. В последнем случае опасен резонанс (совпадение) частоты собственных механических колебаний катушки с частотой (100 Гц) электродинамических сил. В процессе резонанса разрушение обмотки может произойти при усилиях, которые в обычных условиях совершенно не опасны.

Большое значение для прочности обмотки имеют частота КЗ, повторяемость толчков тока. Есть трансформаторы (например электропечные), для которых частые КЗ являются рабочим режимом, поэтому для них особенно важна надежная запрессовка обмоток. Поскольку бумажная изоляция проводов очень чувствительна к частым толчкам тока (она перетирается, разрушается, создаются условия для возникновения КЗ), эту опасность снижает только запрессовка. Очень нежелательна также усадка (усушка) изоляционных прокладок между катушками, так как образующаяся «слабина» создает возможность механических колебаний катушек и разрушения изоляции.

Таким образом, при работе трансформаторов желательно по-

стоянно устранять усадку изоляции, выравнивать давление, обеспечивать надежную подпрессовку обмоток.

Короткое замыкание может возникнуть не только на вводах трансформатора, но и в сети, чаще всего вследствие механических повреждений или электрического пробоя изоляции проводов, ошибок эксплуатационного персонала и т. п., причем оно может быть и на значительном расстоянии от трансформатора.

Далекое КЗ менее опасно, так как поле сопротивления (реактивное и активное замкнутого контура) складывается в этом случае из сопротивлений не только трансформатора, но и соединительных проводов, различных потребителей и других элементов в цепи короткозамкнутого участка. Значительно опаснее близкие КЗ, особенно в обмотке трансформатора, возникающие из-за повреждения изоляции витков и называемые витковыми.

При витковом замыкании между местом КЗ и концом обмотки (рис. 8.6) заключена часть витков w_{2k} , в которой проходит ток КЗ I_{2k} . Известно, что МДС обмоток уравниваются: $I_{2k} w_{2k} = I_{1k} w_1$. Предположим, что ток КЗ в первичной обмотке превысил номинальный в 10 раз, а в закороченной части вторичной обмотки имеется 1% витков w_2 , тогда ток I_{2k} в замкнутых накоротко витках может превысить в сотни и даже тысячи раз номинальный. В этих условиях короткозамкнутые витки мгновенно перегреваются (температура за 0,1—0,2 с достигает температуры плавления), провод плавится и капли меди с силой выбрасываются по обмотке, попадая на активную сталь, ярмо, балки и бак. Поэтому характерным признаком виткового КЗ являются шарики меди («корольки»), появившиеся при расщеплении провода в месте КЗ. Другой признак виткового замыкания — значительная деформация обмотки, вызванная электродинамическими усилиями.

8.1.5. НАПРЯЖЕНИЕ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

После рассеяния, как указывалось ранее, играет исключительную роль в трансформаторе: увеличивает добавочные потери в обмотках и элементах конструкции, т. е. снижает полезную мощность и КПД трансформатора; уменьшает напряжение на вторичных обмотках и увеличивает потребление реактивной мощности, а также защищает трансформатор при КЗ, уменьшает электродинамические усилия, ограничивает токи и нагрев обмоток (см. п. 8.1.6).

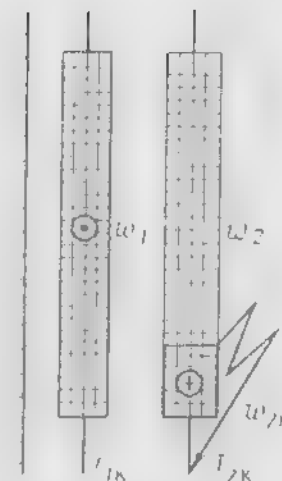


Рис. 8.6. Короткое замыкание части витков обмотки

Учитывая роль поля рассеяния, важно уметь управлять им, правильно измерять и оценивать. Непосредственно измерить поле рассеяния сложно: слишком разнообразны контуры, по которым замыкаются магнитные потоки рассеяния. Поэтому его оценивают по влиянию, которое оно оказывает на напряжение и ток в обмотках при КЗ трансформатора.

Линейное напряжение, которое надо подвести к одной из обмоток при короткозамкнутой другой для установления в обмотках номинальных токов I_1 и I_2 , называют напряжением КЗ трансформатора, обозначают u_k и выражают в процентах от номинального

$$u_k = \frac{U_k}{U_1} 100,$$

где U_k — напряжение КЗ, В; U_1 — номинальное первичное напряжение, В.

Существует прямая зависимость между полем рассеяния и напряжением КЗ, поэтому напряжение КЗ используют для оценки поля рассеяния и его влияния на работу трансформатора.

Зная напряжение u_k , можно определить ток КЗ в обмотке. Ток I_{k1} будет во столько раз больше номинального тока I_1 , во сколько раз первичное напряжение U_1 больше U_k : $I_{k1} = I_1 U_1 / U_k$ или $I_{k1} = I_1 \cdot 100 / u_k$. Так, например, если напряжение u_k равно 5%, ток I_{k1} в $100:5=20$ раз больше номинального тока I_1 .

Напряжение КЗ в зависимости от мощности трансформатора обычно составляет от 4,5 до 14% (меньшее значение относится к меньшей мощности).

При напряжении, равном u_k , интенсивность магнитного поля в магнитопроводе и насыщение магнитной системы невелики, поэтому намагничивающий ток и магнитные потери при КЗ можно считать исчезающе малыми по сравнению с нормальными токами и вызываемыми ими потерями. Потери при КЗ P_k соответствуют нагрузочным потерям трансформатора в номинальном режиме, поэтому общие потери трансформатора определяют как сумму потерь ХХ и КЗ: $\sum P = P_x + P_k$.

Учитывая важную роль поля рассеяния в трансформаторе, напряжение КЗ не может быть произвольным; иногда оно может быть большим (например, у потребителя с частыми КЗ) и относительно малым (например, в трансформаторах со спокойным режимом). Однако трансформаторы сложно изготавливать для каждого отдельного потребителя, поскольку это дорого и технически нецелесообразно. Кроме того, в эксплуатации трансформаторы часто работают параллельными группами или перебрасывают в другие места для работы с другими трансформаторами, а условием, определяющим возможность параллельного соединения трансформаторов, является равенство напряжений КЗ.

В СССР напряжения КЗ в зависимости от мощности и класса напряжения трансформатора стандартизованы для всех трансформаторов общего назначения. Так, для трансформаторов мощностью 25—630 кВ·А с ВН 6 или 10 кВ напряжение КЗ составляет 4,5—4,7%, с ВН 35 кВ — 6,5—6,8%, мощностью 300 кВ·А с ВН 35 кВ — 7,5%, мощностью 80 000 кВ·А — 10,5% и т. д. Некоторые специальные трансформаторы, работающие в режимах с частыми КЗ, должны иметь по стандарту еще более высокие напряжения КЗ — до 12 и даже 14%.

Напряжения КЗ, установленные для каждой группы трансформаторов, — результат тщательного исследования конструкции; они должны быть достаточными для ограничения токов КЗ и самозащиты трансформаторов, но не настолько большими, чтобы заметно увеличить потери и снизить отдаваемую ими мощность.

При изготовлении трансформаторов возможны допустимые отклонения в размерах, указываемые в сборочных чертежах. Например, обязательно содержатся допуски на диаметры и выходы обмоток, расстояния между обмотками, непосредственно влияющие на напряжение КЗ. При наличии допусков на размеры получить точное значение указанного в стандарте напряжения КЗ очень трудно, а иногда и невозможно, поэтому в ГОСТ указаны предельные отклонения этих напряжений с жестким ограничением их: напряжения КЗ, измеренные при приемосдаточных испытаниях на заводе-изготовителе, могут отличаться от указанных в ГОСТ, но не более чем на $\pm 10\%$.

Напряжение КЗ определяется по (6.6)

$$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2},$$

где u_a — активная составляющая напряжения КЗ, %, по (6.5); u_p — реактивная составляющая напряжения КЗ, которая может быть определена следующим выражением:

$$u_p = 7,92 f S' \beta a_p \kappa_r \kappa_q \cdot 10^{-3} / u_a^2. \quad (8.1)$$

При расчете u_p , а также при всех дальнейших расчетах следует пользоваться реальными размерами рассчитанных обмоток трансформатора ($a_1, a_2, a_{12}, D_{12}, H_0$), а не приближенными значениями β и a_p , найденными при определении основных размеров трансформатора. Весь расчет напряжения КЗ проводится для одного стержня трансформатора.

Коэффициент κ_r , учитывающий отклонение реального поля рассеяния от идеального параллельного поля, вызванное конечным значением осевого размера обмоток H_0 по сравнению с их номинальными размерами (a_{12}, a_1, a_2), для случая расположения обмоток по рис. 8.1 может быть подсчитан по приближенной формуле

$$\kappa_r \approx 1 - \sigma(1 - e^{-1}),$$

или более простой формуле, где $\sigma = (a_{12} + a_1 + a_2) / (\pi H_0)$.

Неравномерное распределение витков, нагруженных током по высоте, бывает вынужденным, например при размещении в середине высоты обмотки ВН с ПВВ регулировочных ответвлений, отключаемых при регулировании со ступени +5 до ступени -5% номинального напряжения. Чрезвычайно редко умышленно допускают неравенство высот обмоток по рис. 8.4, б.

Коэффициент учета неравномерного распределения витков по высоте κ_q приближенно определяется по формуле

$$\kappa_q \approx 1 + H_0 x^2 / (m a_p \kappa_p),$$

где $x = h_x / H_0$; h_x и H_0 — по рис. 8.11.

При определении x следует считать, что трансформатор работает на средней ступени напряжения ВН. Значения m можно принять равными трем для расположения обмоток по рис. 8.11, а и в и 0,75 — для рис. 8.11, б.

При получении u_k вне допуска расчет надо повторить, изменяя ширину канала рассеяния, при большой разнице следует переходить на другой диаметр стержня.

8.1.6. ИЗМЕНЕНИЕ НАПЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Как указывалось ранее, токи в обмотках создают не только потери, но и падения напряжений u_p (индуктивное) и u_a (в электрическом сопротивлении обмоток). Между напряжением КЗ и падениями напряжений u_a и u_p существует зависимость (6.6): $u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2}$, где $u_a = P_k / 10 S_{ном}$ ($S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; P_k — потери КЗ, Вт).

Оказывается, напряжение КЗ характеризует еще один важный параметр — изменение напряжения U_2 вторичной обмотки, питающей потребителей. Изменением напряжения (ΔU) пары обмоток трансформатора называют арифметическую разность напряжений на зажимах вторичной обмотки при ХХ и нагрузке номинальным током (при этом напряжение первичной обмотки должно быть номинальным) и определяют по формуле

$$\Delta U = u_a \cos \varphi_2 + u_p \sin \varphi_2 + \frac{1}{200} (u_a \sin \varphi_2 - u_p \cos \varphi_2)^2.$$

Напряжение вторичной обмотки, питающее потребителей энергии, зависит от напряжения КЗ, т. е. от поля рассеяния (чем выше поле рассеяния, тем меньше при том же $\cos \varphi_2$ питающее напряжение).

Изменение напряжения трансформатора с определенным u_k тем меньше, чем ближе $\cos \varphi_2$ к единице, т. е. чем «активнее» нагрузка (при $\cos \varphi_2 = 1$ $\sin \varphi_2 = 0$ и в формуле остается только первый член — $u_a \cos \varphi_2$).

Значения u_k и u_p близки, поэтому при $S_{ном} > 2500$ кВ·А можно пренебречь падением напряжения в электрическом сопротивлении обмоток, т. е. считать $u_a \approx 0$.

8.2. Определение потерь короткого замыкания

Потерями короткого замыкания двухобмоточного трансформатора согласно ГОСТ 16110—82 называются потери, возникающие в трансформаторе при установлении в одной из обмоток тока, соответствующего номинальной мощности, и замкнутой накоротко другой обмотке.

Потери КЗ в трансформаторе могут быть разделены на следующие составляющие: 1) основные потери в обмотках НН и ВН, вызванные рабочим током обмоток, $P_{осн, НН}$ и $P_{осн, ВН}$; 2) добавочные потери в обмотках НН и ВН, т. е. потери от токов, введенных полем рассеяния в обмотках и создающих неравномерное распределение тока по сечению проводов, $P_{д, НН}$ и $P_{д, ВН}$; 3) основные потери в отводах между обмотками и вводами (проходными изоляторами) трансформатора $P_{отв, НН}$ и $P_{отв, ВН}$; 4) добавочные потери в отводах, вызванные полем рассеяния отводов, $P_{отв, д, НН}$ и $P_{отв, д, ВН}$; 5) потери в стенках бака других металлических элементах конструкции трансформатора, вызванные полем рассеяния обмоток и отводов, $P_б$.

Обычно добавочные потери в обмотках и отводах рассчитывают, определяя коэффициент κ_d увеличения основных потерь вследствие наличия поля рассеяния. Так, сумма основных и добавочных потерь в обмотке заменяется выражением

$$P_{осн, НН} + P_{д, НН} = \kappa_{д, НН} P_{осн, НН}.$$

Таким образом, полные потери КЗ, Вт, могут быть определены выражением

$$P_k = \kappa_{д, НН} P_{осн, НН} + \kappa_{д, ВН} P_{осн, ВН} + \kappa_{д, отв, НН} P_{отв, НН} + \kappa_{д, отв, ВН} P_{отв, ВН} + P_б. \quad (8.2)$$

Согласно ГОСТ 11677—85 за расчетную (условную) температуру, к которой должны быть приведены потери и напряжение КЗ, принимают +75°С для всех масляных и для сухих трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости А, Е, В.

Полные потери КЗ готового трансформатора не должны отклоняться от нормированного значения, заданного ГОСТ или техническим заданием на проектирование трансформатора, более чем на +10%. Учитывая, что потери готового трансформатора вследствие технологических отклонений отличаются от расчетных, при расчете нужно использовать нормированные значения допусков лишь наполовину, т. е. не более чем на +5%.

При нормальной работе трансформатора, т. е. при нагрузке его номинальным током при номинальных первичном напряже-

нии и частоте, в его обмотках, отводах и элементах конструкции под воздействием токов обмоток и созданного ими поля рассеяния возникают потери, практически равные потерям КЗ и одинаково с ними изменяющиеся при изменении тока нагрузки. Поэтому при всех расчетах потерь, вызванных в нормально работающем трансформаторе изменяющимися токами нагрузки обмоток, и при расчете КПД трансформатора обычно в качестве исходной величины пользуются рассчитанными потерями КЗ.

8.2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ОБМОТКАХ

Для определения основных потерь можно воспользоваться формулой $P_{\text{осн}} = I^2 R$, Вт. Однако на практике принято пользоваться этой формулой в преобразованном, более удобном для расчета виде. Заменяя ток I произведением плотности тока в обмотке J , А/мм², на сечение витка P_v , мм², и раскрывая значение $R = \rho l / P_v$, где ρ — удельное сопротивление провода (мкОм·м, т. е. Ом·мм²—м), а l — полная длина провода, м, получаем

$$P_{\text{осн}} = J^2 P_v^2 \rho l / P_v = J^2 (P_v l) \rho.$$

Заметив, что выражение в скобках $(P_v l)$ представляет собой объем провода обмотки, выраженный в кубических сантиметрах, умножаем и делим правую часть равенства на плотность металла обмотки γ , кг/м³, и множитель 10^6 :

$$P_{\text{осн}} = J^2 \left(P_v l \frac{\gamma_0}{10^6} \right) \rho \frac{10^6}{\gamma_0}.$$

Заменив в этом выражении произведение, заключенное в скобках, равной ему массой металла обмотки M_0 , кг, и подставив реальные значения плотности γ_0 и удельного электрического сопротивления металла обмотки ρ при температуре 75°С, получим

$$P_{\text{осн}} = \kappa_M J^2 M_0. \quad (8.3)$$

Для медного провода ($\gamma_M = 8900$ кг/м³ и $\rho_{M75} = 0,0213$ мкОм·м)

$$P_{\text{осн, М}} = 2,4 J^2 M_0, \text{ Вт}; \quad (8.3a)$$

для алюминиевого провода ($\gamma_A = 2700$ кг/м³ и $\rho_{A75} = 0,0344$ мкОм·м)

$$P_{\text{осн, А}} = 12,75 J^2 M_0. \quad (8.36)$$

Масса металла, кг, каждой из обмоток может быть найдена по рис. 8.7, а и формуле

$$M_0 = \pi D_{\text{ср}} \omega P_v \gamma_0 \cdot 10^{-5},$$

где c — число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора;

$D_{\text{ср}}$ — средний диаметр обмотки, см; ω — число витков обмотки; P_v — сечение витка, мм².

Подставляя π и реальное значение γ_0 , получаем

$$M = \kappa_v D_{\text{ср}} \omega P_v \cdot 10^{-5}, \quad (8.4)$$

где $\kappa_v = \pi \gamma_0 \cdot 10^{-5}$.

Для медного провода ($\gamma_M = 8900$ кг/м³)

$$M_M = 28c D_{\text{ср}} \omega P_v \cdot 10^{-5}; \quad (8.4a)$$

для алюминиевого провода ($\gamma_A = 2700$ кг/м³)

$$M_A = 8,47c D_{\text{ср}} \omega P_v \cdot 10^{-5}. \quad (8.46)$$

При определении потерь в обмотках ВН подставляют число витков на средней ступени напряжения $\omega_{\text{н, ВН}}$. При определении общей массы металла обмотки ВН подставляют полное число витков обмотки на верхней ступени $\omega_{\text{ВН}}$.

В практике расчета трансформаторов часто предельное значение потерь КЗ бывает задано. В частности, для всех силовых трансформаторов общего назначения оно регламентировано государственными стандартами СССР. Это обстоятельство налагает ограничения на выбор плотности тока при расчете обмоток трансформаторов.

8.2.2. РАСЧЕТ ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ В ОБМОТКАХ

Выше было указано, что определение добавочных потерь в обмотках практически сводится к расчету коэффициента увеличения основных электрических потерь обмотки κ_d . Этот коэффициент подсчитывается отдельно для каждой обмотки трансформатора. Значение коэффициента зависит от частоты тока f , размеров проводников обмотки, их удельного электрического сопротивления ρ и их расположения по отношению к полю рассеяния трансформатора.

Любая обмотка трансформатора, намотанная из прямоугольного или круглого провода, может быть для расчета коэффициента κ_d условно представлена в таком виде, как на рис. 8.7, б. При этом в такой условной обмотке должно быть сохранено число проводников реальной обмотки в направлениях, параллельном и перпендикулярном направлению потока рассеяния. Наличие каналов, параллельных направлению потока рассеяния, как это будет видно из расчетных формул, не влияет на κ_d .

Добавочные потери от вихревых токов, вызванные собственным магнитным полем рассеяния обмоток, неодинаковы для отдельных проводников, различным образом расположенных в обмотке по отношению к полю рассеяния.

Наибольшие добавочные потери в двухобмоточном трансформаторе возникают в проводниках, находящихся в зоне наибольших индукций, т. е. в слое проводников, прилегающем к каналу

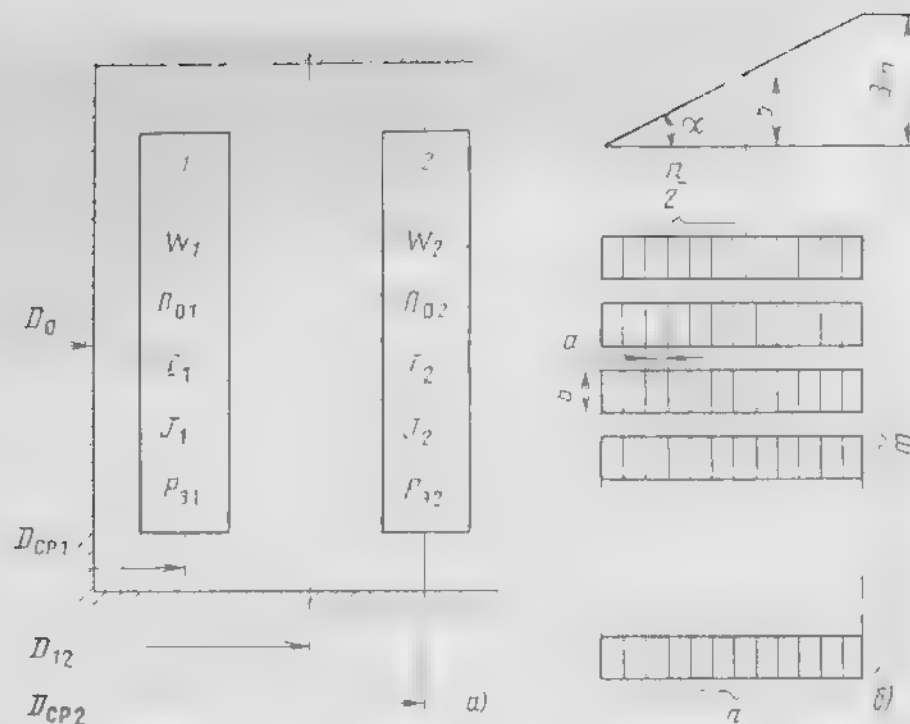


Рис. 8.7. а — к расчету массы обмоток; б — к определению добавочных потерь в обмотках

между обмотками. Наименьшие потери возникают в слое, наиболее удаленном от соседней обмотки.

Для некоторых частных случаев, например при частоте 50 Гц для медных и алюминиевых проводов можно пользоваться следующими формулами:

для медного прямоугольного провода ($\rho_M = 0,02135$ мкОм·м при $f = 50$ Гц и $n \leq 2$)

$$\kappa_{д.м} = 1 + 0,095\beta_d^2 a^4 (n^2 - 0,2),$$

при $n > 2$

$$\kappa_{д.м} = 1 + 0,095\beta_d^2 a^4 n^2,$$

для круглого провода ($n > 2$)

$$\kappa_{д.м} = 1 + 0,044\beta_{d1}^2 d^4 n^2,$$

для алюминиевого прямоугольного провода ($\rho_A = 0,034$ мкОм·м) при $f = 50$ Гц и $n \leq 2$

$$\kappa_{д.А} = 1 + 0,037\beta_d^2 a^4 (n^2 - 0,2),$$

при $n > 2$

$$\kappa_{д.А} = 1 + 0,037\beta_d^2 a^4 n^2,$$

для круглого провода ($n > 2$)

$$\kappa_{д.А} = 1 + 0,017\beta_{d1}^2 d^4 n^2.$$

В этих выражениях коэффициент β_d рассчитывают:

для прямоугольного провода

$$\beta_d = b m \kappa_p / H_0, \quad (8.6)$$

для круглого провода

$$\beta_{d1} = d m \kappa_p / H_0. \quad (8.6a)$$

В приведенных формулах значения β_d и β_{d1} для изолированного провода всегда меньше единицы; n — число проводников обмотки в направлении, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции осевой составляющей поля рассеяния; a — число проводников обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции осевой составляющей поля рассеяния; a — размер проводника, перпендикулярный направлению линий магнитной индукции осевой составляющей поля рассеяния; b — размер проводника, параллельный направлению линий магнитной индукции осевой составляющей поля рассеяния; H_0 — общий размер обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции осевой составляющей поля рассеяния; d — диаметр круглого проводника; κ_p — коэффициент приведения поля рассеяния.

Значения a, b, d следует выражать в сантиметрах. Коэффициент $\kappa_p = 0,95$.

8.2.3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ В ОТВОДАХ

Подсчет основных потерь в отводах сводится к определению длины проводников и массы металла в отводах. Этот подсчет может быть точно произведен после окончательного установления конструкции отводов. В процессе расчета может быть произведено приближенное определение массы отводов.

Принимая сечение отвода равным сечению витка обмотки

$$P_{отв} = P_{обм},$$

общую длину проводов для соединения в звезду

$$l_{отв} \approx 7,5 H_0,$$

для соединения в треугольник

$$l_{отв} \approx 14 H_0,$$

можно найти массу металла проводов отводов:

$$M_{отв} = P_{отв} l_{отв} \gamma \cdot 10^{-8}, \quad (8.7)$$

где $l_{отв}$, см; $P_{отв}$, мм²; γ — плотность металла отводов (для меди $\gamma_M = 8900$ кг/м³, для алюминия $\gamma_A = 2700$ кг/м³)

Основные потери в отводах

$$P_{отв} = \kappa_M J^2 M_{отв}, \quad (8.8)$$

где κ_M в зависимости от металла отводов принимается таким же, как в обмотках.

В силовых трансформаторах общего назначения потери в отводах составляют, как правило, не более 5—8% потерь КЗ, а добавочные потери в отводах — не более 5% основных потерь в отводах. Поэтому предварительный расчет потерь дает достаточно точный результат и необходимость в определении добавочных потерь в отводах отпадает.

8.2.4. ПОТЕРИ В СТЕНКАХ БАКА И ДРУГИХ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЯХ

Поля рассеяния обмоток и отводов трансформатора, возникая в пространстве, окружающем эти части, проникает также и в ферромагнитные детали конструкции трансформатора — стенки бака, прессующие балки ярм, прессующие кольца обмоток и т. д.

Потери, возникающие в этих ферромагнитных деталях от гистерезиса и вихревых токов, также относятся к потерям КЗ. Эти потери зависят от распределения и интенсивности поля рассеяния, от расположения, формы и размеров ферромагнитных деталей и от нестабильных магнитных свойств конструкционных сталей.

Расчет и учет потерь в деталях конструкции представляют собой чрезвычайно сложную задачу, которая в настоящее время полностью не решена. Предложен ряд методов более или менее приближенного расчета, основанных на ряде допущений в построении поля рассеяния вблизи ферромагнитных деталей, в приведении реальных размеров бака к условиям расчетным размерам и на учете среднестатистических магнитных свойств материалов. Несмотря на ряд упрощений, эти методы требуют большой расчетной работы с применением средств вычислительной техники и при применении различных методов нередко дают результаты, существенно различающиеся.

С ростом номинальной мощности трансформатора возрастают поток и напряженность магнитного поля рассеяния. Это особенно сказывается в трехобмоточных трансформаторах, где поток рассеяния при работе на двух крайних обмотках может достигать 18—25% основного потока, и в автотрансформаторах, где он достигает 30—40%. Вместе с ростом мощности возрастают и потери от гистерезиса и вихревых токов в ферромагнитных деталях конструкции трансформатора — стенке бака, ярмовых балках, прессующих кольцах обмоток и т. д. Эти потери не только понижают КПД трансформатора, но при концентрации потерь в отдельных деталях создают опасность нагрева этих деталей до недопустимой температуры. Особое значение проблема этих потерь приобретает при мощностях свыше 80 000 кВ·А.

Задачей расчетчика и конструктора трансформатора является не только расчет добавочных потерь в деталях конструкции

и правильный выбор конструктивных форм магнитной системы, обмоток, стенок бака и других деталей, обеспечивающих получение наименьших добавочных потерь в деталях конструкции и отсутствие мест опасного сосредоточения этих потерь.

Поскольку при рациональной конструкции трансформатора потери в ферромагнитных конструктивных деталях составляют сравнительно небольшую часть потерь КЗ, расчетное определение этих потерь для трансформаторов общего назначения в ограниченном диапазоне мощностей можно проводить, используя приближенные методы. На этапе расчета обмоток, когда размеры бака еще неизвестны, для трансформаторов мощностью от 100 до 63 000 кВ·А можно с достаточным приближением разделить потери в баке и деталях конструкции, Вт,

$$P_6 \approx 10k_6 S, \quad (8.9)$$

где S — полная мощность трансформатора, кВ·А; k_6 — коэффициент, приведенный ниже:

Мощность, кВ·А	До 1000	1000	4000	6300	10 000	16 000	40 000
						25 000	63 000
	0,01	0,015	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05
					0,04	0,05	0,06

8.3. Определение механических сил в обмотках

Процесс КЗ трансформатора, являющийся аварийным режимом, сопровождается многократным увеличением токов в обмотках трансформатора по сравнению с номинальными токами, повышенным нагревом обмоток и ударными механическими силами, действующими на обмотки и их части. Проверка обмоток на механическую прочность при КЗ включает:

- определение максимального тока КЗ трансформатора,
- определение механических сил между обмотками и их частями;
- определение механических напряжений в изоляционных опорах и межкатушечных конструкциях и в проводах обмоток,
- определение температуры обмоток при КЗ.

8.3.1. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Действующее значение установившегося тока КЗ иногда определяется по формуле (если принять $S_k = \infty$)

$$I_{k, y} = I_{ном} \cdot 100 / u_k, \quad (8.10)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток соответствующей обмотки, катушки или витка; u_k — напряжение КЗ трансформатора, %; S_k — мощность КЗ электрической сети, МВ·А.

В начальный момент ток КЗ вследствие наличия апериодической составляющей может значительно превысить установившийся ток и вызвать механические силы между обмотками,

превышающие в несколько раз силы при установившемся токе КЗ. Согласно общей теории трансформаторов это мгновенное максимальное значение тока КЗ

$$i_{k \max} = 1,41 k_{\max} I_{k, y}, \quad (8.11)$$

где $k_{\max}$ — коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ, определяемый по формуле

$$k_{\max} = 1 + e^{-\frac{\pi u_k}{u_p}}. \quad (8.12)$$

Согласно ГОСТ 11677-85 наибольшую продолжительность КЗ ($t_{k \max}$) на зажимах трансформаторов принимают на сторонах с напряжением до 35 кВ длительностью 4 с, на сторонах с напряжением 110 кВ и выше — 3 с.

Допустимая продолжительность КЗ t_k , с, при протекании тока КЗ менее установившегося определяется по формуле

$$t_k = t_{k \max} I_{k, y}^2 / i_k^2,$$

где $I_{k, y}$ — установившийся ток КЗ менее наибольшего установившегося.

Наибольшая допустимая продолжительность внешнего КЗ t_k равна 15 с.

8.3.2. РАСЧЕТ МЕХАНИЧЕСКИХ СИЛ В ОБМОТКАХ

Наибольшую опасность при КЗ представляют для обмоток трансформатора механические силы, возникающие между обмотками и их частями. Их необходимо учитывать при расчете и конструировании трансформатора, в противном случае они могут привести к разрушению обмотки, к деформации или разрыву витков или к разрушению опорных конструкций.

В обмотках получается сложная картина электромагнитных сил, возникающих в результате взаимодействия тока в обмотках с магнитным полем обмоток.

Для определения суммарных механических сил рассмотрим изображенный на рис. 8.8 простейший случай взаимного расположения обмоток трансформатора. Обе обмотки имеют равные высоты и равномерное распределение витков по высоте. Показано также распределение магнитных линий поля рассеяния. Это поле для удобства расчетов может быть представлено в виде суммы двух полей: осевого, линии которого направлены параллельно оси обмотки, и радиального, линии которого расходятся радиально. Распределение индукции того и другого поля показано на рис. 8.9.

Определение механических сил в обмотке будем вести, рассматривая отдельно силы, вызванные осевым и радиальным полями. Рассмотрим наружную обмотку 2. При показанном на рис. 8.9 направлении тока в ней и осевого поля механические

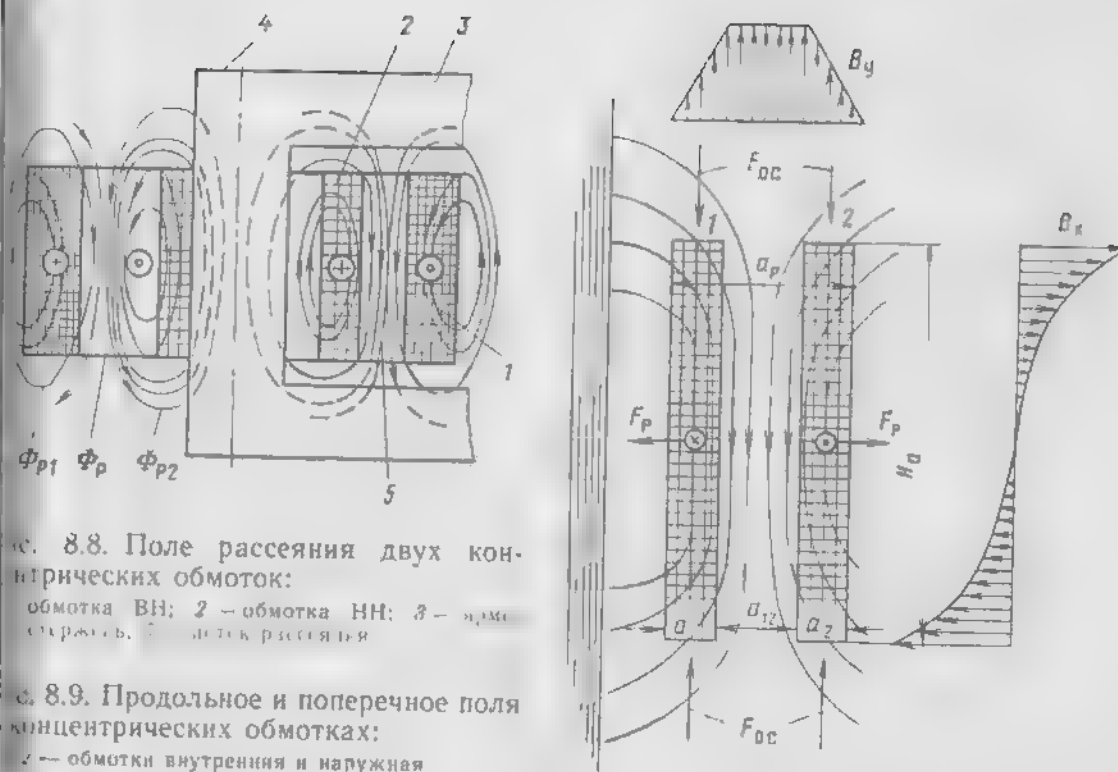


рис. 8.8. Поле рассеяния двух концентрических обмоток:

обмотка ВН; 2 — обмотка НН; 3 — диаметр стержня; 5 — поток рассеяния

рис. 8.9. Продольное и поперечное поля концентрических обмоток:

1 — обмотки внутренние и наружная

сила F_p будет направлена в радиальном направлении вправо, стремясь оттолкнуть обмотку 2 от обмотки 1.

Эта сила, H ,

$$F_p = 0,628 (i_{k \max} \omega)^2 \beta \kappa_p \cdot 10^{-6}, \quad (8.13)$$

где ω — полное число витков одной из обмоток (для обмотки ВН — средней ступени); $i_{k \max}$ — мгновенное максимальное значение тока этой обмотки при КЗ; β — расчетный коэффициент, равный 1; κ_p — расчетный коэффициент Роговского.

Эта формула дает суммарную радиальную силу, вызванную взаимодействием осевого поля и тока обмотки F_p , действующую на наружную обмотку и стремящуюся растянуть ее. Такая же, направленная прямо противоположно сила действует на внутреннюю обмотку, стремясь сжать ее. Обе эти силы равномерно распределены по окружности обеих обмоток, как это показано на рис. 8.4, в.

Суммарная осевая сила, вызванная взаимодействием радиального поля и тока обмотки при расположении обмоток по рис. 8.9, может быть рассчитана на основании следующих соображений.

Радиальное поле рассеяния, направления которого для рассматриваемого случая в верхней и нижней половинах обмотки 2 прямо противоположны, вызывает в верхней половине обмотки 2 силу, направленную вниз, а в нижней половине — направленную вверх. Таким образом, эти силы F_{os2} сжимают обмотку 2

в осевом направлении. Нетрудно показать, что силы, вызванные радиальным полем в обмотке 1, также сжимают эту обмотку в осевом направлении.

Радиальное поле рассеяния имеет сложный характер. Расчет этого поля и сил, им вызванных, производится с меньшей точностью, чем для осевого поля. При этом более точно рассчитываются суммарные силы и значительно менее точно силы, действующие на отдельные витки и катушки.

Осевая сила $F_{ос}$ может быть определена по формуле

$$F_{ос} = F_p a_p / 2H_0, \quad (8.14)$$

где a_p — расчетная ширина приведенного канала рассеяния

$$a_p = a_{12} + (a_1 + a_2) / 3.$$

Осевая сила $F_{ос}$ является суммой элементарных осевых сил, приложенных к отдельным проводникам обмотки и направленных вниз в верхней половине и вверх в нижней половине каждой из обмоток. Максимального значения $F_{ос}$ достигает на середине высоты обмотки. Осевые силы действуют на межкатушечную и межвитковую изоляции, которые должны быть проверены на сжатие. В цилиндрических обмотках осевые силы могут вызвать сползание крайних витков внешнего слоя, если они укреплены недостаточно прочно.

Кроме осевых сил, возникающих при КЗ, в обмотке трансформатора создаются осевые силы прессовки с напряжением на изоляции от 2 до 10 МПа. Эти силы необходимы для того, чтобы сохранялась механическая монолитность обмотки и не образовывались зазоры при прекращении действия сил КЗ.

Равномерное распределение витков по высоте обеих обмоток в трансформаторах встречается редко, например, при многослойных цилиндрических обмотках, когда отключаемые регулировочные витки располагаются по высоте всего наружного слоя обмотки. Во всех остальных случаях регулировочные витки выделяются в особые катушки, чаще всего располагаемые в середине высоты обмотки. Отключение этих катушек приводит к нарушению равномерности распределения витков по высоте обмотки. В этом случае (рис. 8.10) поле рассеяния трансформатора может быть представлено в виде известного уже осевого с индукцией B_y ; радиального поля, вызванного конечным соотношением высоты и ширины обмоток, с индукцией B'_x и вторым радиального поля, вызванного разрывом обмотки, с индукцией B''_x и числом витков $xw/100$, где x — выраженный в процентах не заполненный витками разрыв в обмотке ВН. Дополнительно осевые силы, вызванные вторым (дополнительным) радиальным полем $F_{ос, д}$,

$$F_{ос, д} = F_p h_x / (l_{ар} k_p k_x), \quad (8.15)$$

где h_x — высота разрыва в зоне регулирования, см; ($l_{ар}$ — средняя

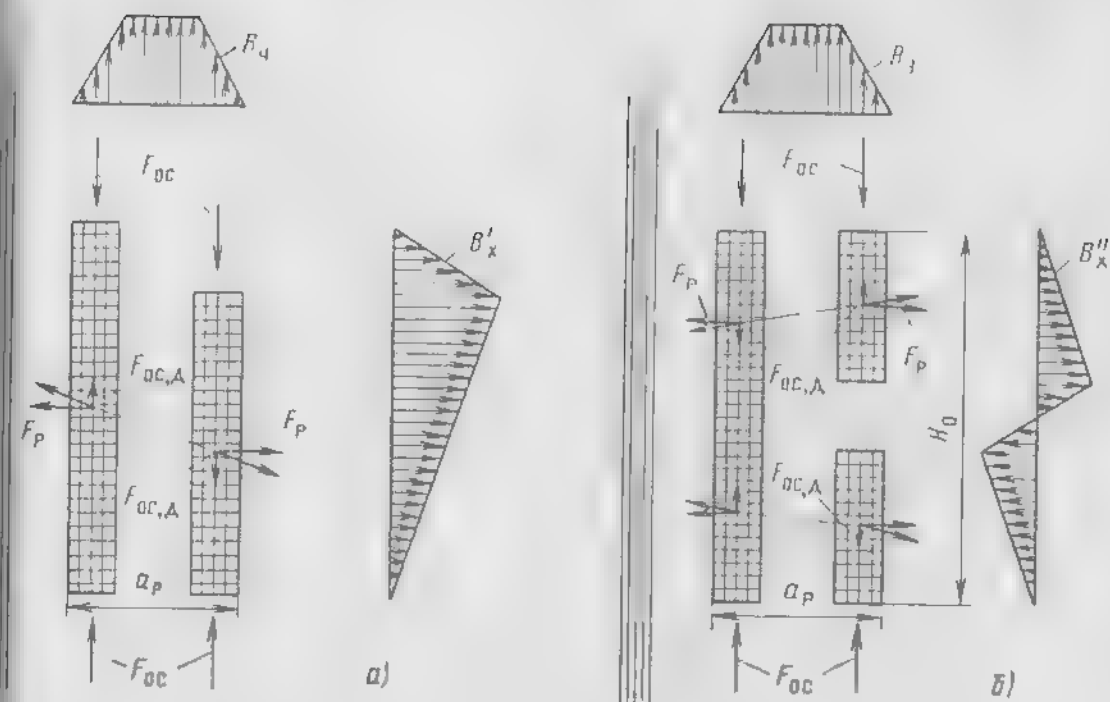


рис. 8.10. Разложение поля рассеяния на три составляющие

приведенная длина индукционной линии радиального поля; коэффициент приведения для радиального поля рассеяния; коэффициент зоны регулирования.

Подобно предыдущему, осевые силы $F_{ос, д}$ могут быть определены также и для некоторых других случаев взаимного расположения обмоток, показанных на рис. 8.11, а — д. Анализ показывает, что и для этих случаев может быть применена формула (8.15) при различных значениях коэффициента k_x . На рис. 8.11 приведены значения k_x , а также показано расположение точек сосредоточения максимальных сжимающих осевых сил $F_{сж}$ по высоте обмоток НН и ВН (1 и 2) и указаны эти силы. Пользуясь этими данными, можно определить максимальное значение осевых сил в межкатушечной (межвитковой для винтовых обмоток) изоляции, а также давление обмотки на ядро. Основные данные для $F_{сж}$ на рис. 8.11 приведены в предположении, что $F_{ос, д} > F_{ос}$. В отдельных случаях может оказаться, что $F_{ос} > F_{ос, д}$. Тогда распределение сил в обмотках может измениться и будет таким, как это показано в нижней части рис. 8.11. Осевые силы в значительной мере зависят от того, на какой степени напряжения работает трансформатор, т. е. от разрыва в обмотке h_x . Наиболее неблагоприятным является случай работы на низшей степени напряжения при наибольшем h_x . Поэтому h_x должно определяться как расстояние (измеренное в сантиметрах) между крайними витками с током при работе трансформатора на низшей степени обмотки ВН (рис. 8.12, а). Для определения $F_{ос, д}$ в тех случаях, когда разрыв в обмотке разделен на две части

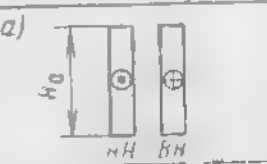
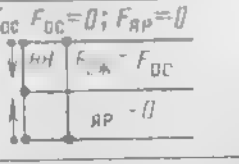
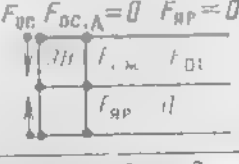
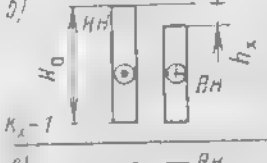
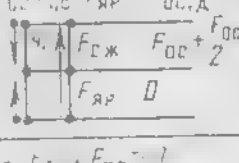
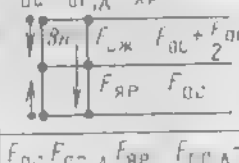
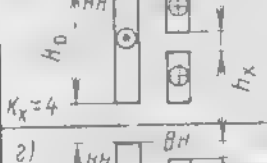
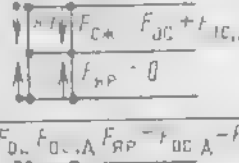
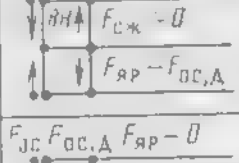
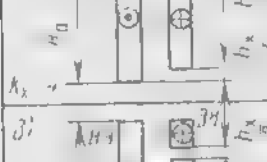
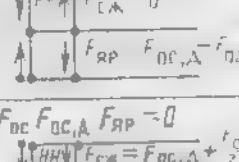
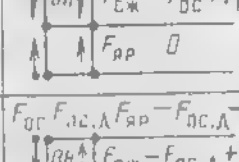
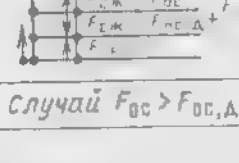
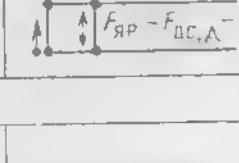
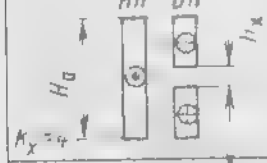
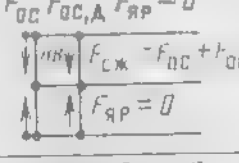
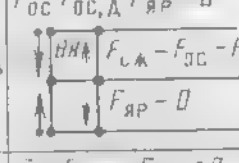
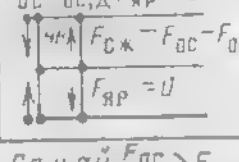
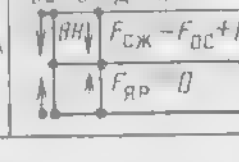
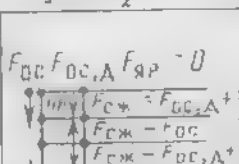
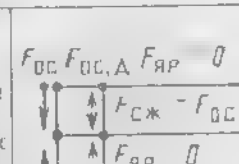
Случай $-F_{oc,A} > F_{oc}$		
Взаимное расположе- ние обмоток	Обмотка НН	Обмотка ВН
а) 	$F_{oc} F_{oc} = 0; F_{яp} = 0$ 	$F_{oc} F_{oc,A} = 0; F_{яp} = 0$ 
б) 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = F_{oc,A}$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 
в) 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = F_{oc,A} - F_{oc}$ 
г) 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = F_{oc,A} - F_{oc}$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 
д) 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = F_{oc,A} - \frac{F_{oc}}{2}$ 
Случай $F_{oc} > F_{oc,A}$		
б') 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 
г') 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 
Случай $\frac{F_{oc}}{2} > F_{oc,A}$		
б') 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 	$F_{oc} F_{oc,A} F_{яp} = 0$ 

Рис. 8.11. Расчет сжимающих осевых сил для различных случаев взаимного расположения обмоток

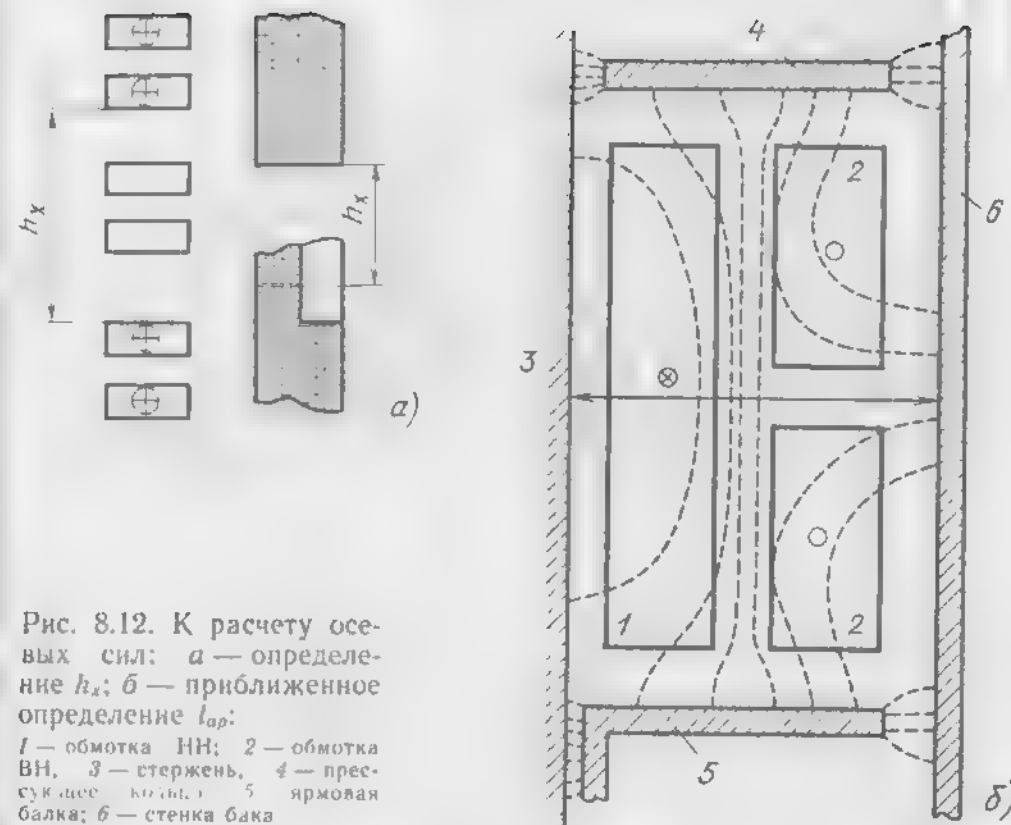


Рис. 8.12. К расчету осевых сил: а — определение h_x ; б — приближенное определение $l_{ар}$:

1 — обмотка НН; 2 — обмотка ВН; 3 — стержень; 4 — прессующее кольцо; 5 — ярмовая балка; 6 — стенка бака

случай рис. 8.11, б и б'), за h_x принята сумма высот обоих изрывов.

После определения F_p , F_{oc} и $F_{oc,A}$ следует найти максимальное значение сжимающей силы в обмотке $F_{сж}$ и силы, действующей на ярмо, $F_{я}$. Для определения этих сил можно воспользоваться рис. 8.11. По силе, действующей на ярмо, в случае необходимости может быть проверена механическая прочность опорных конструкций обмотки — прессующих баков ярма, деревянных опорных брусков и т. д. По максимальной сжимающей силе проверяется прочность межкатушечной (межвитковой) изоляции. В случае, если сила, действующая на ярмо, $F_{я}$ оказывается больше сжимающей силы $F_{сж}$, проверку межкатушечной изоляции на сжатие проводят по $F_{я}$.

Для определения средней приведенной длины индукционной линии поперечного поля рассеяния $l_{ар} = a_2/k_p$ следует найти значение коэффициента k_p для поперечного поля. Приближенно значение $l_{ар}$ может быть определено в предположении, что поперечное поле рассеяния замыкается через стержень и стенку бака (рис. 8.12, б), как расстояние от поверхности стержня трансформатора до стенки бака.

8.3.3. РАСЧЕТ ОБМОТОК НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

Исследования последних лет показали, что наиболее опасны в механической прочности потеря радиальной устойчи-

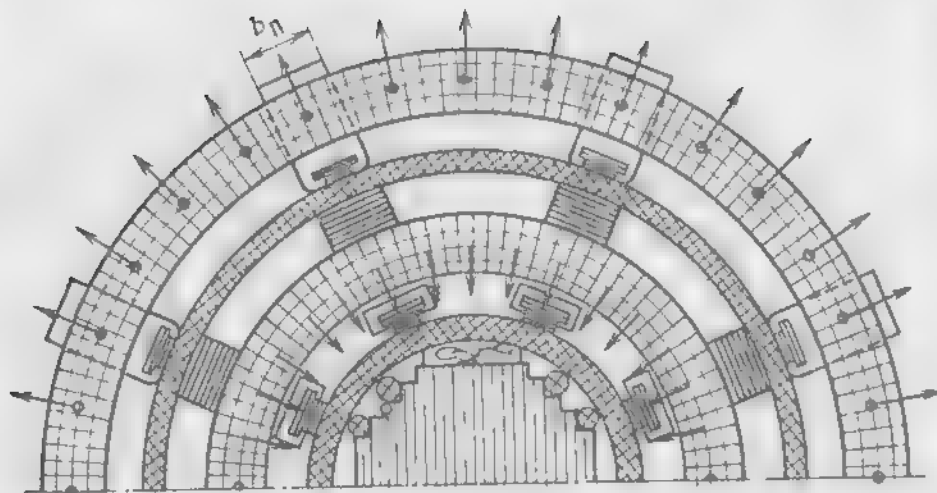


Рис. 8.13. К определению механических напряжений в обмотках

чивости внутренней обмотки. Потеря радиальной устойчивости имеет место в трансформаторах различных мощностей, причем с ростом мощности роль этого фактора растет. Однако и в трансформаторах I, II габаритов с фольговыми обмотками, где кратность тока КЗ достигает 25, этот фактор может быть важным.

Для оценки механической прочности обмотки обычно определяют напряжение сжатия во внутренней обмотке $\sigma_{сж, р}$ и напряжение сжатия в прокладках межкатушечной (межвитковой) и опорной изоляции обмоток от наибольшей из осевых сил $F_{сж}$ или F_a .

При определении напряжения сжатия от радиальной силы находится сила, сжимающая внутреннюю обмотку (рис. 8.13), условно рассматриваемая как статическая,

$$F_{сж, р} = F_r / 2\pi.$$

Напряжение на сжатие, МПа, в проводе обмоток

$$\sigma_{сж, р} = F_{сж, р} / \omega_{нн} P_n,$$

где $\omega_{нн}$ — число витков обмотки (катушки), для которой определена сила; P_n — площадь поперечного сечения одного витка, мм².

Для обеспечения стойкости обмотки $\sigma_{сж, р}$ не должна быть более 30 в медных обмотках и более 15 МПа — в алюминиевых.

Напряжение на разрыв в наружной обмотке ВН имеет гарантированный запас и может не рассчитываться в трансформаторах мощностью до 6300 кВ·А.

Осевые сжимающие силы воспринимаются обычно межкатушечными прокладками и опорными прокладками из электроизоляционного картона. Опорные поверхности, воспринимающие

ающие осевые силы, ограничены на рис. 8.13 штриховыми линиями.

Напряжение сжатия на опорных поверхностях, МПа.

$$\sigma_{сж} = F_{сж} / n_p a b_p, \quad (8.17)$$

где n_p — число прокладок по окружности обмотки; a — радиальный размер обмотки, мм; b_p — ширина прокладки, мм.

Напряжение $\sigma_{сж}$, определяемое по (8.17), должно удовлетворять неравенству $\sigma_{сж} \leq 18 \div 20$ МПа для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А и $\sigma_{сж} \leq 35 \div 40$ МПа для трансформаторов больших мощностей. В (8.17) следует подставить максимальное значение сжимающей осевой силы $F_{сж}$, определив ее по рис. 8.11. В тех случаях, когда $F_a > F_{сж}$, следует подставлять в эту формулу силу F_a .

8.3.4 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ОБМОТОК ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

При расчете температуры обмоток при КЗ полагают, что вследствие кратковременности процесса можно не учитывать теплоотдачу от обмотки к маслу (воздуху) и считать, что все тепло, выделяющееся в обмотке, накапливается, повышая температуру. Если при расчете температуры обмотки учесть увеличение удельного сопротивления провода с его нагревом, а также теплоемкость металла провода и его изоляции, то, полагая изменение температуры обмотки с изменением времени линейным, можно конечную температуру обмотки θ , °С, через t_k , с, после возникновения КЗ определить по формулам:

для медных обмоток

$$\theta_{к, м} = 670 t_k / [12.5 (u_k / J)^2 - t_k] + \theta_n, \quad (8.18)$$

для алюминиевых обмоток

$$\theta_{к, л} = 670 t_k / [5.5 (u_k / J)^2 - t_k] + \theta_n, \quad (8.18a)$$

где J — плотность тока при номинальной нагрузке, А/мм²; начальная температура обмотки, обычно принимаемая 90° С.

Таблица 8.1. Допустимые температуры обмоток при КЗ

Параметр	Масляное охлаждение		Воздушное охлаждение			
	Медь	Алюминий	Медь		Алюминий	
Металл обмоток	А	А	А	Е	В, Г, Н	А
Изоляция	А	А	А	Е	В, Г, Н	А
Допустимая температура, °С	250	200	180	250	350	180
						200

Предельно допустимые температуры обмоток при КЗ установленные ГОСТ 11677-85, приведены в табл. 8.1. Длительность КЗ с номинальным напряжением 35 кВ и ниже — 4 с. Время, в течение которого медная обмотка достигает температуры 250° С,

$$t_{k250} \approx 2,5 (u_k / J)^2. \quad (8.19)$$

Время достижения температуры 200° С для алюминиевых обмоток

$$t_{k200} \approx 0,79 (u_k / J)^2. \quad (8.19a)$$

8.4. Пример расчета. Расчет параметров короткого замыкания (продолжение примера расчета § 7.5)

8.4.1. ПОТЕРИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (ПО § 8.2)

Основные потери обмотки НН, Вт,

$$P_{осн, НН} = 12,75 J_{НН}^2 M_{д, НН} = 12,75 \cdot 1,81^2 \cdot 107,5 = 4490.$$

Масса металла обмотки НН, кг (рис. 8.1),

$$\begin{aligned} M_{д, НН} &= 8,47 c \frac{D_1' + D_1''}{2} \omega_{НН} \Pi_{в, НН} \cdot 10^{-5} = \\ &= 8,47 \cdot 3 \cdot \frac{25 + 30,84}{2} \cdot 19 \cdot 797,6 \cdot 10^{-5} = 107,5. \end{aligned}$$

Основные потери обмотки ВН, Вт,

$$P_{осн, ВН} = 12,75 J_{ВН}^2 M_{д, ВН} = 12,75 \cdot 1,855^2 \cdot 156,8 = 6880.$$

Масса металла обмотки ВН, кг,

$$\begin{aligned} M_{д, ВН} &= 8,47 c \frac{D_2' + D_2''}{2} \omega_{ном, ВН} \Pi_{в, ВН} \cdot 10^{-5} = \\ &= 8,47 \cdot 3 \cdot \frac{36,84 + 46,68}{2} \cdot 1662 \cdot 8,891 \cdot 10^{-5} = 156,8. \end{aligned}$$

Число витков на основном ответвлении $\omega_{ном, ВН}$.

Добавочные потери в обмотке НН (рис. 8.7)

$$\kappa_{д, НН} = 1 + 0,037 \beta_{д, НН}^2 a_{НН}^4 n_{НН}^2 = 1 + 0,037 \cdot 0,722^2 \cdot 0,315^4 \cdot 8^2 = 1,012,$$

$$\beta_{д, НН} = \frac{b_{НН} m_{НН}}{H_{о, НН}} \kappa_p = \frac{1,6 \cdot 19 \cdot 2}{80} \cdot 0,95 = 0,722.$$

Добавочные потери в обмотке ВН (рис. 8.7)

$$\kappa_{д, ВН} = 0,037 \beta_{д, ВН}^2 a_{ВН}^4 n_{ВН}^2 = 1 + 0,037 \cdot 0,836^2 \cdot 0,236^4 \cdot 10^2 = 1,008,$$

$$\beta_{д, ВН} = \frac{b_{ВН} n_{ВН}}{H_{о, ВН}} \kappa_p = \frac{0,4 \cdot 176}{80} \cdot 0,95 = 0,836.$$

Основные потери в отводах.

Длина отводов для схемы соединения звезда ВН и НН имеют одинаковую длину, см,

$$l_{отв, ВН} = l_{отв, НН} = 7,5 H_o = 7,5 \cdot 80 = 600.$$

Масса отводов НН, кг,

$$M_{отв, НН} = \gamma_a \Pi_{в, НН} l_{отв, НН} \cdot 10^{-8} = 797,6 \cdot 600 \cdot 2700 \cdot 10^{-8} = 12,9.$$

Потери в отводах НН, Вт,

$$P_{отв, НН} = 12,75 J_{отв, НН}^2 M_{отв, НН} = 12,75 \cdot 1,81^2 \cdot 12,9 = 539.$$

Масса отводов ВН, кг,

$$M_{отв, ВН} = \Pi_{в, ВН} l_{отв, ВН} \gamma_a \cdot 10^{-8} = 8,891 \cdot 600 \cdot 2700 \cdot 10^{-8} = 0,144.$$

Потери в отводах ВН, Вт,

$$P_{отв, ВН} = J_{отв, ВН}^2 M_{отв, ВН} = 1,27 \cdot 1,855^2 \cdot 0,144 = 6.$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции приближенно: $\kappa = 0,02$ (см. п. 8.2.4), Вт,

$$P_6 = 10 \kappa_6 S = 10 \cdot 0,02 \cdot 1000 = 200.$$

Полные потери КЗ, Вт,

$$\begin{aligned} P_k &= \kappa_{д, НН} P_{осн, НН} + \kappa_{д, ВН} P_{осн, ВН} + P_{отв, НН} + P_{отв, ВН} + P_6 = \\ &= 1,012 \cdot 4490 + 1,008 \cdot 6880 + 539 + 6 + 200 = 12\,223, \end{aligned}$$

$$\text{или } \frac{12\,223}{12\,200} \cdot 100 = 100,188\%.$$

8.4.2. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (ПО П. 8.1.5)

Активная составляющая, %,

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{12\,223}{10 \cdot 1000} = 1,22.$$

Реактивная составляющая, %

$$u_p = \frac{7,92 [S' \beta_a \kappa_p \kappa_q \cdot 10^{-3}]}{u_a^2} = \frac{7,92 \cdot 50 \cdot 333,3 \cdot 1,33 \cdot 5,51 \cdot 0,96 \cdot 1,0}{12,16^2} \cdot 10^{-3} = 6,28,$$

$$\beta = \frac{\pi D_{12}}{H_o} - \frac{\pi \cdot 33,84}{80} = 1,33,$$

$$D_2' = D_1'' + a_{12} = 30,84 + 3,0 = 33,84 \text{ см},$$

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} = 3 + \frac{2,92 + 4,62}{3} = 5,51 \text{ см},$$

$$\sigma = 0; \quad \kappa_q = 1; \quad \kappa_p = 1 + \sigma (1 - e^{-1/\sigma}) = 1 + 0,04 (1 - e^{-1/0,04}) = 0,96,$$

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\tau} = \frac{3 + 2,92 + 4,62}{\pi \cdot 80} = 0,04,$$

$$u_k = \sqrt{u_p^2 + u_a^2} = \sqrt{6,28^2 + 1,22^2} = 6,40\%,$$

или $\frac{6,4}{6,5} \cdot 100 = 98,5\%$.

8.4.3. РАСЧЕТ МЕХАНИЧЕСКИХ СИЛ В ОБМОТКАХ (ПО П. 8.3.2)

Установившийся ток КЗ, А,

$$I_{к, у} = I_{ном, вн} \frac{100}{u_k} = 16,5 \cdot \frac{100}{6,4} = 258.$$

Мгновенное максимальное значение тока КЗ, А,

$$i_{к max} = 1,41 k_{max} I_{к, у} = 1,41 \cdot 1,55 \cdot 258 = 566,$$

$$k_{max} = 1 + e^{\frac{\pi u_k}{b_{20}}} = 1 + e^{\frac{\pi 1,22}{6,28}} = 1,55.$$

Радиальная сила, Н (рис. 8.9),

$$F_p = 0,628 (i_{к max} w_{вн})^2 \beta k_p \cdot 10^{-6} = \\ = 0,628 (566 \cdot 1662)^2 \cdot 1,33 \cdot 0,96 \cdot 10^{-6} = 709\,540.$$

Полная осевая сила, Н,

$$F_{ос, д} = \frac{a_p}{2H_0} = 709\,540 \cdot \frac{5,51}{2 \cdot 80} = 24\,435.$$

Согласно рис. 8.11 вторая составляющая осевой силы равна нулю, так как регулировочные витки располагаются по высоте всего наружного слоя (рис. 7.5).

8.4.4. РАСЧЕТ ОБМОТОК НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ (ПО П. 8.3.3)

Напряжение на сжатие, МПа, в проводе обмотки НН, рис. 8.13, а,

$$\sigma_{сж, р} = \frac{F_p}{2\pi w_{нн} l_{в, нн}} = \frac{709\,540}{2\pi \cdot 19 \cdot 797,6} = 7,45$$

или при $\sigma_{сж, р, д} = 15 \frac{7,45}{15} \cdot 100 = 49,7\%$ допустимого.

Напряжение сжатия на прокладках обмотки НН, МПа, рис. 8.13, б,

$$\frac{I_{ос}}{n_{п, нн} a_{п, нн} b_{п, нн}} = \frac{24\,435}{8 \cdot 29,2 \cdot 40} = 2,6$$

или при $\sigma_{сж, д} = 20 \frac{2,6}{20} \cdot 100 = 13\%$ допустимого.

8.4.5. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ОБМОТОК ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ (ПО П. 8.3.4)

Температура обмотки, °С, через $t_k = 4$ с после возникновения КЗ

$$\vartheta_{к, в} = \frac{670 t_k}{5,5 u_k / J_{вн}} + \vartheta_n = \frac{670 \cdot 4}{5,5 (6,4 / 1,855)^2} + 90 = 134,$$

то ниже допустимой температуры для алюминиевых обмоток $\vartheta_{к, в} = 200^\circ \text{С}$ (табл. 8.1).

Время достижения температуры 200°С , с,

$$t_{к200} = 0,79 (u_k / J_{вн})^2 = 0,79 (6,4 / 1,855)^2 = 9,4.$$

Контрольные вопросы

1. Основные потери в обмотках.
2. Причины возникновения добавочных потерь и способы их снижения.
3. Электродинамические силы в трансформаторах и их воздействие на обмотку и изоляцию.
4. Короткие замыкания в трансформаторах и их последствия.
5. Роль напряжения короткого замыкания в работе трансформатора.
6. Определение напряжения короткого замыкания.
7. Изменение напряжения трансформатора.
8. Расчет токов короткого замыкания.
9. Расчет механических сил в обмотках.
10. Расчет обмоток на механическую прочность при коротком замыкании.
11. Расчет температуры нагрева обмоток при коротком замыкании.

Глава девятая

РАСЧЕТ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА

9.1. Нормализованные сечения стержней и ярм

В СССР для трехфазных трансформаторов с номинальной мощностью 1—80 МВ·А применяется трехстержневая несимметричная магнитная система, схематически показанная на рис. 9.1, а. Для однофазных трансформаторов, соединяемых в трехфазные группы тех же мощностей, применяются двухстержневые магнитные системы (рис. 9.1, б). Магнитопроводы указанных трансформаторов изготавливаются из лучшей отечественной холоднокатаной стали марок 3405, 3404, 3406 и др. толщиной листа 35; 0,3 и 0,27 мм, с жаростойким покрытием в качестве межлистовой изоляции. Холоднокатаная сталь в направлении проката листов имеет лучшие магнитные свойства, чем в направлении поперек проката. Поэтому с целью уменьшения размеров участков, где направление магнитного потока не совпадает с направлением проката, в однофазных трансформаторах и на крайних стержнях трехфазных трансформаторов делают косые стыки листов (§ 3.1 и 3.2). Прессовку стержней производят наждаками из стеклоленты, прессовку ярм — стальными полунаждаками или шпильками, проходящими за пределами активной стали. Для улучшения характеристик стали после резки листов и закатки заусенцев производится отжиг.

Расчет магнитной системы заключается в выборе диаметра стержня, определении размеров стержня и ярма, массы стали, ка и потерь ХХ.

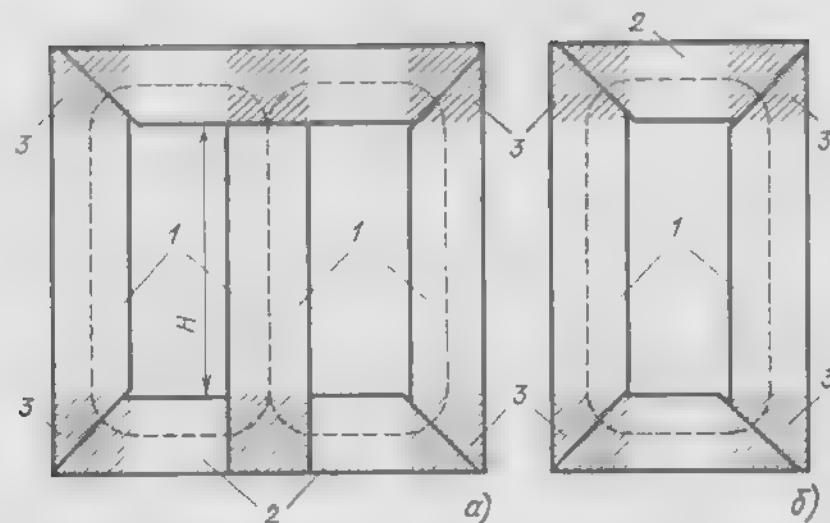


Рис. 9.1. Участки для определения массы, потерь и тока холостого хода трехсержневого (а) и двухсержневого (б) магнитопроводов.
1 — сердечники, 2 — ярма; 3 — углы

Диаметр сердечника выбирается в предварительном расчете, высота окна определяется при расчете обмоток. Размеры поперечных сечений сердечника и ярма для различных диаметров, число пакетов, их размеры и размеры охлаждающих каналов даются в нормали СЭВ и указаны в табл. 9.1. Число каналов, их размеры и расположение предусмотрены таким образом, чтобы обеспечивались необходимые условия охлаждения пакетов как при нормальном возбуждении, так и при возможном перевозбуждении.

Сечения сердечников и ярм (рис. 9.2) представляют собой ступенчатые фигуры, симметричные относительно взаимоперпендикулярных осей. Форма сечения ярма повторяет форму сечения сердечника, за исключением нескольких крайних пакетов, которые объединяются в один пакет для увеличения опорной поверхности ярмовых балок. В табл. 9.1 приведены размеры пакетов одной половины сечений сердечников и ярм, начиная с наименьшего. Там, где в сечении сердечника и ярма предусмотрен канал, в таблице

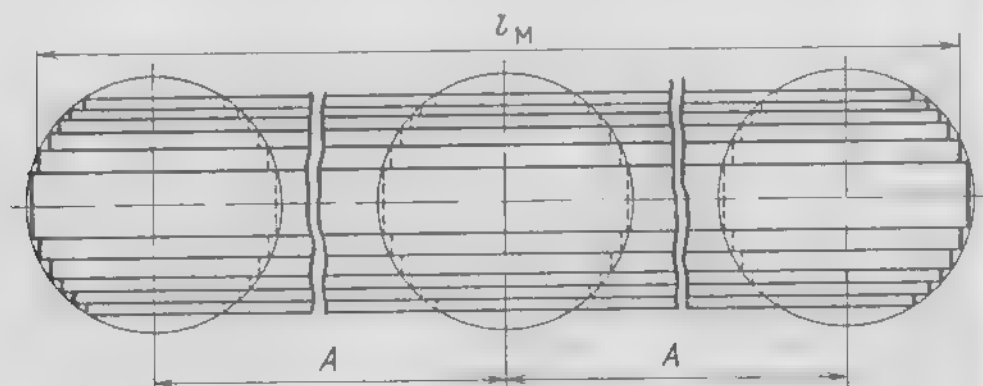


Рис. 9.2 К определению размеров магнитопровода

Диаметр сердечника, см	Геометрическое сечение сердечника, см ²	Геометрическое сечение ярма, см ²	Объем, дм ³	Ширина пластин, см	4	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	12	13,5	15,5	17,5	19,5	21,5	23	25	27	29,5	31	32,5	35	36,8	38,5
8	43,3	14,8	0,292	0,5	0,6	0,9	1,4																			
9	56,7	58,2	0,426	0,5	0,4	0,6	1,0	1,5																		
10	72	73,2	0,596	0,4	0,4	0,5	0,7	1,0	1,6																	
11	86,2	89,7	0,790	0,7		0,6	0,7	1,1	1,6																	
12,5	112,3	115,3	1,157	0,6		0,7		0,6	1,0	1,6																
14	141,5	144	1,618	0,5		0,7		0,9	1,0	1,7	1,8															
16	183,5	188,3	2,42		0,8		0,7		0,7	0,7																
18	233	238	3,45			0,8			0,8	1,0	2,3	2,0														
20	278	279	4,69						0,5	0,5	1,1	1,5	2,1													
22	342	341	6,32						0,4	0,5	0,9	1,2	2,5	2,2												
24	408	409	8,27							0,5	0,8	0,9	1,2	1,7	1,9											
26	478	484	10,54							0,8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	3,4										
28	556	567	13,28							0,9	1,1	0,9	1,7	2,6	3,7											
30	645	654	16,30							1,2	1,8	1,8	1,3	1,8	3,7	2,8										
32	733	741	20,0							1,4	1,8	1,8	1,1	1,4	2,4	2,2	4,0									
34	829	837	23,9							1,1	1,1	1,1	1,0	1,2	1,9	1,5	1,9	5,0								
36	910	917	27,5							0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6	3,5	3,9								
38	1020	1038	32,7							1,5	1,5	1,5	1,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
40	1143	1150	38,5																							

после размера наименьшего примыкающего к нему пакета до бавлен размер этого канала. Слева от жирной черты в табл. 9.1 находятся размеры пакетов стержня, которые в ярме объединяются в один пакет шириной, равной ширине наибольшего объединяемого пакета.

9.2. Определение размеров и массы магнитопровода

Расстояние между осями соседних стержней плоских шихтованных магнитных систем равно сумме внешнего диаметра наружной обмотки (регулирующей в трансформаторах с РНП и высшего напряжения — в двухобмоточных трансформаторах с ПБВ) и изоляционного расстояния a_{22} между наружными обмотками смежных стержней, т. е.

$$A = D_2' + a_{22}. \quad (9.1)$$

Длина магнитопровода l_m равна сумме расстояний между осями крайних стержней и диаметра стержня:

для трехстержневого магнитопровода

$$l_m = 2A + D_0, \quad (9.2)$$

для двухстержневого магнитопровода

$$l_m = A + D_0, \quad (9.2a)$$

где A — расстояние между осями соседних стержней, см; D_0 — диаметр стержня, см.

Для определения массы стали магнитную систему мысленно делят на части, масса которых легко рассчитывается. Имея в виду в дальнейшем определение потерь и тока XX трансформаторов с магнитопроводом из холоднокатаной стали, следует делить магнитную систему так, чтобы условия прохождения магнитного потока в пределах каждого из участков были более или менее одинаковыми. Такое разделение сделано на рис. 9.1, где также схематически показана средняя линия основного магнитного потока. В пределах участков, обозначенных 1 и 2, поток идет вдоль направления проката листов, что обеспечивает минимальные потери активной и реактивной мощности. В пределах заштрихованных участков, которые в дальнейшем будем называть «углами», линии магнитного потока искривляются и не совпадают с направлением проката, что приводит к увеличению потерь в стали и тока XX.

Определим массу одного из углов магнитной системы. Угол можно представить себе как ступенчатое тело, образованное в результате пересечения ступенчатых тел стержня и ярма. Масса одного угла, кг,

$$M_y = \gamma_{ст} \kappa_3 V_y, \quad (9.3)$$

где V_y — объем угла (см. табл. 9.1), дм^3 ; κ_3 — коэффициент

заполнения сечения сталью; $\gamma_{ст}$ — плотность электротехнической стали, равная $7,65 \text{ кг/дм}^3$ для холоднокатаной стали.

Магнитопроводы современных трансформаторов из рулонной стали с жаростойким покрытием имеют коэффициент заполнения 0,96 (см. табл. 3.2).

Масса стержней, кг,

$$M_c = c P_{ф.с} \kappa_3 (H + h_y) \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - c M_y, \quad (9.4)$$

где c — число стержней магнитной системы; $P_{ф.с}$ — площадь поперечного сечения стержня [площадь многоугольника (фигуры) за вычетом площади охлаждающих каналов], см^2 ; H — высота окна, см; h_y — высота ярма, см, равная ширине наибольшего листа ярма.

Масса ярм равна, кг,

для трехстержневого магнитопровода

$$M_y = 4 P_{ф.я} \kappa_3 A \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - 4 M_y, \quad (9.5)$$

для двухстержневого

$$M_y = 2 P_{ф.я} \kappa_3 A \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - 2 M_y, \quad (9.5a)$$

где $P_{ф.я}$ — площадь поперечного сечения ярма, см^2 .

Масса стали трехстержневого магнитопровода, кг,

$$M_{ст} = M_c + M_y + 6 M_y = 10^{-3} [3 P_{ф.с} \kappa_3 (H + h_y) \gamma_{ст} - 4 P_{ф.я} \kappa_3 A \gamma_{ст}] - M_y. \quad (9.6)$$

Масса стали двухстержневого магнитопровода

$$M_{ст} = [2 P_{ф.с} \kappa_3 (H + h_y) \gamma_{ст} + 2 P_{ф.я} \kappa_3 A \gamma_{ст}] 10^{-3}. \quad (9.6a)$$

Навитая пространственная трехфазная магнитная система состоит из трех колец по рис. 9.3, наматываемых из лент холоднокатаной рулонной электротехнической стали с переменной шириной. Поперечное сечение стержня составляется сечениями двух прилегающих колец. Поперечное сечение каждого кольца образуется из частей с трапециевидальными сечениями по рис. 9.3. Для трехфазных трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А исключительно размеры сторон каждой трапеции составляют вполне определенную долю диаметра стержня, и поэтому коэффициент заполнения площади круга для трансформаторов этих мощностей имеет постоянное значение $\kappa_{круг} = 0,904$.

Полное сечение стержня

$$P_{ф.с} = \frac{\pi D_0^2}{4} \kappa_{круг}$$

Активное сечение стержня

$$P_c = \kappa_3 P_{ф.с}$$

Полное и активное сечения ярма равны соответствующим сечениям стержня. Понятие угла в этой магнитной системе отсутствует.

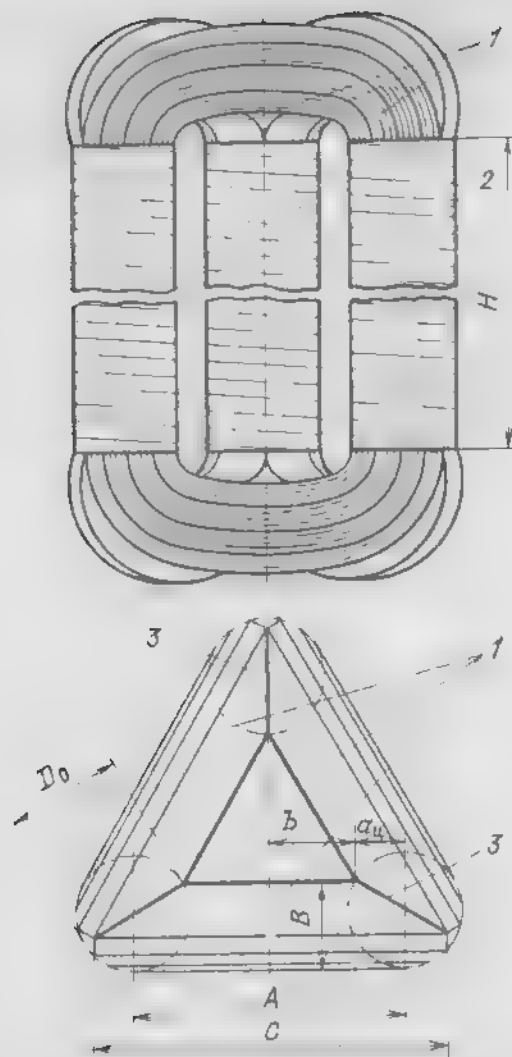


Рис. 9.3. Навитая пространственная трехфазная магнитная система:
1 — секция; 2 — бандаж, 3 — бумага кабельная

Длина стержня определяется из технологических соображений:

$$H = H_0 + 2h_{\text{техн}},$$

где $h_{\text{техн}}$ — осевой размер разъемного диска, при помощи которого приводится во вращение обмотка при намотке ее на стержень магнитной системы. Для трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А можно принять $h_{\text{техн}} = 0,03$ м. Это расстояние является достаточным также для изоляции от ярма обмотки класса напряжения до 10 кВ включительно.

Обозначения размеров кольца магнитной системы показаны на рис. 9.3.

В зависимости от диаметра стержня D_0 и расстояния между осями соседних стержней A , определяемого по (9.1), эти размеры определяются следующим образом:

$$C = A + 0,71D_0; B = 0,75D_0; b = A - 0,866D_0.$$

Координата центра тяжести сечения стержня $a_u = 0,342D_0$. Радиус закругления при переходе от стержня к ярму $r = 0,02 \div 0,025$ м. Тогда радиус

$$R = \sqrt{(b - r)^2 + H^2/4}.$$

Длина средней линии кольца по положению центра тяжести поперечного сечения

$$H_{\text{ср}} = 2H + \pi(r + a_u) \frac{90^\circ - \alpha}{90^\circ} + \pi(R + r + a_u) \frac{\alpha}{90^\circ}, \quad (9.7)$$

где $\alpha = \arcsin [(b - r)/R]$.

Масса стали навитой магнитной системы

$$M_{\text{ст}} = 3H_{\text{ср}} \frac{\pi}{2} \gamma_{\text{ст}} = 1,5H_{\text{ср}} \pi \gamma_{\text{ст}}. \quad (9.66)$$

9.3. Характеристики холостого хода

9.3.1. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА

Потери в стали участка магнитной цепи при заданной индукции могут быть найдены как произведение удельных потерь на массу этого участка. Удельные потери электротехнической стали определяются экспериментально и даются в виде таблиц (табл. 2). Эти потери соответствуют идеальным условиям, когда образец однороден, индукция во всех его точках одинакова и направлена вдоль проката листов. В магнитопроводах реальных трансформаторов эти условия никогда полностью не выполняются, поэтому в расчетные формулы вводятся поправки в виде эмпирических коэффициентов. Увеличение потерь в магнитопроводе по сравнению с идеальными условиями происходит за счет: отклонения направления магнитного поля от направления проката листов стали; изменения свойств листов стали из-за механических напряжений при обработке, сборке и прессовке; неравномерного распределения магнитного потока по пакетам магнитопровода.

Таблица 9.2. Потери и намагничивающая мощность для стали 3405 при толщине листа 0,3 мм, ГОСТ 21427.1-83

B , Тл	p , Вт/кг	q , В·А/кг	q_n , В·А/см ²	B , Тл	p , Вт/кг	q , В·А/кг	q_n , В·А/см ²
1,10	0,510	0,620	0,190	1,62	1,194	1,645	2,013
1,12	0,530	0,640	0,226	1,63	1,216	1,710	2,112
1,14	0,550	0,661	0,262	1,64	1,238	1,775	2,176
1,16	0,570	0,681	0,298	1,65	1,260	1,840	2,240
1,18	0,590	0,702	0,334	1,66	1,288	1,956	2,316
1,20	0,610	0,722	0,370	1,67	1,316	2,072	2,392
1,22	0,631	0,748	0,416	1,68	1,344	2,188	2,468
1,24	0,652	0,773	0,462	1,69	1,372	2,304	2,544
1,60	1,150	1,525	1,920	1,70	1,400	2,420	2,620
1,61	1,171	1,580	1,984				

Отклонение направления магнитного потока от направления проката происходит главным образом в углах магнитной системы и в местах стыка отдельных листов. Для укорочения участков, где направление потока не совпадает с направлением проката и соответственно потерь в магнитопроводе из холоднокатаной стали, применяют шихтованные конструкции с косыми стыками листов в местах сочленения стержней и ярм. Несмотря на эти меры, всегда имеется некоторое увеличение потерь в стали углов из-за несовпадения направления магнитного потока с направлением прокатки листов. В табл. 9.3 приведены значения коэффициентов, учитывающих это увеличение при прямом и косом стыках для отожженной и неотожженной стали.

При резке листов, штамповке отверстий и закатке заусенцев получается наклеп, магнитные свойства стали изменяются и потери возрастают. Мерой борьбы с наклепом является отжиг листов стали после механической обработки, который почти полностью восстанавливает магнитные свойства стали.

Неравномерность распределения индукции в пакетах магнитопровода происходит при несоответствии форм поперечного сечения стержней и ярм. Предельным случаем такого несоответствия является прямоугольная форма ярма при многоступенчатой форме поперечного сечения стержня. Из-за наличия изоляции между листами стали магнитный поток идет в основном по отдельным пакетам листов, не переходя из одного пакета в другой. Значение магнитного потока во всех пакетах по закону магнитной цепи пропорциональна МДС, образованной током возбуждения трансформатора и магнитной проводимостью отдельных пакетов. Если соотношение между площадями попереч-

ного сечения отдельных пакетов стержня и соответствующих им пакетов ярма неодинаково, то магнитная проводимость путей на единицу площади поперечного сечения пакета будет различна. Поэтому распределение магнитного потока по пакетам будет происходить непропорционально их площади, что приведет к неодинаковой индукции в пакетах. Всякая же неравномерность распределения индукции в поперечном сечении магнитной цепи приводит к увеличению потерь в стали, так как потери пропорциональны квадрату индукции.

С учетом всего сказанного можно рассчитать потери холостого хода трансформатора, Вт, по формуле

$$P_0 = \kappa_1 (M_c \rho_c + M_y \rho_y + M_{y\kappa_{пр}} n_{пр} \frac{\rho_c + \rho_y}{2} + M_{y\kappa_{к}} n_{к} \frac{\rho_c + \rho_y}{2}), \quad (9.8)$$

где ρ — удельные потери, найденные по табл. 9.2, по индукции стержне; ρ_y — то же для ярма; $n_{пр}$ и $\kappa_{пр}$ — число углов с прямыми стыками листов и коэффициент увеличения потерь в них; $n_{к}$ и $\kappa_{к}$ — то же для углов с косыми стыками; κ_1 — коэффициент, учитывающий добавочные потери в магнитной системе, который для современной конструкции магнитопроводов (с прессовкой ландажами из стеклотенты, рулонной сталью) можно принять равным 1,1 в случае отжига листов и 1,17 при отсутствии отжига. Коэффициент увеличения потерь в углах определяется по среднему значению индукции в угле.

При расчете потерь XX в пространственной магнитной системе по рис. 9.3, состоящей из трех навитых колец, следует учитывать, что при расчетной индукции в стержне B_c 1-я гармоническая индукция в отдельных кольцах $B_{к1}$ в $2/\sqrt{3} = 1,15$ раза больше, т.е. $B_{к1} = 1,15 B_c$. При этом в каждом из навитых колец возникает гармоническая магнитного потока и максимальное значение индукции уменьшается в 1,14 раза. Таким образом, максимальную индукцию, определяющую удельные потери в стали, в такой магнитной системе можно принять равной расчетной индукции B_c .

Искажение формы кривой магнитного потока и индукции в этом случае можно учесть введением коэффициента $\kappa_{п,н} = 1,33$.

Для учета технологического фактора можно ввести коэффициент $\kappa_{д,г} = 1,06$.

Поскольку в рассматриваемой магнитной системе понятие проблемы перехода потока через угол не имеет места и однородность каждого кольца при расчете потерь позволяет не разделять его на стержни и ярма, формула для расчета потерь, Вт, в окончательном и предварительном расчете получает вид

$$P_0 = \kappa_{п,т} \kappa_{п,н} \rho_c M_{ст}, \quad (9.8a)$$

где масса стали магнитной системы $M_{ст}$ определяется по (9.66).

Таблица 9.3. Увеличение потерь и намагничивающей мощности в углах для стали 3405 толщиной листа 0,3 мм

В, Тл	Коэффициент увеличения потерь				Коэффициент увеличения намагничивающей мощности			
	прямой стык $\kappa_{пр}$		косой стык $\kappa_{к}$		прямой стык $\kappa'_{пр}$		косой стык $\kappa_{к}$	
	без отжига	с отжигом	без отжига	с отжигом	без отжига	с отжигом	без отжига	с отжигом
1,60	2,53	2,90	1,65	1,80	9,8	15,1	2,43	3,01
1,61	2,49	2,81	1,62	1,78	9,3	14,4	2,39	2,95
1,62	2,43	2,79	1,57	1,74	8,9	13,8	2,36	2,87
1,63	2,38	2,69	1,51	1,67	8,8	13,6	2,27	2,68
1,64	2,31	2,61	1,47	1,59	8,7	13,4	2,21	2,59
1,65	2,27	2,54	1,42	1,51	8,6	13,1	2,17	2,48
1,66	2,23	2,47	1,38	1,48	8,5	12,7	2,04	2,39
1,67	2,19	2,41	1,34	1,45	8,4	12,2	1,91	2,31
1,68	2,13	2,38	1,31	1,41	8,3	11,8	1,80	2,23
1,69	2,08	2,34	1,28	1,38	8,2	11,2	1,69	2,17
1,70	2,03	2,31	1,27	1,34	8,1	10,3	1,60	2,07

9.3.2. РАСЧЕТ ТОКА ХОЛОСТОГО ХОДА

Ток XX трансформатора, потребляемый им из сети, состоит из активной и реактивной составляющих. Активная составляющая идет на покрытие потерь XX, реактивная — на создание основного магнитного потока. Реактивная составляющая может быть определена двумя способами. В первом из них используется кривая намагничивания стали, во втором — так называемые намагничивающие мощности. Первым способом широко пользуются при расчете магнитной цепи вращающихся машин, вторым — при расчете магнитной системы трансформаторов. Здесь рассматривается только второй способ.

Намагничивающая мощность равна

$$Q = UI_{\text{ох}} = UI_0 \sin \varphi_0, \quad (9.9)$$

где $I_{\text{ох}}$ — реактивная составляющая тока XX I_0 ; U — напряжение и φ_0 — угол сдвига между током и напряжением.

Удельная намагничивающая мощность на единицу массы стали при разных индукциях измеряется одновременно с измерением потерь в стали и на основании этих измерений составляются таблицы (табл. 9.2).

При вычислении намагничивающих мощностей для углов магнитной системы необходимо вводить поправочные коэффициенты, учитывающие увеличение тока XX на участках магнитной цепи, где магнитные линии идут под некоторым углом к направлению прокатки листов стали (табл. 9.3).

Для прохождения магнитным потоком зазора, получающегося в месте стыка листов, требуется дополнительная намагничивающая мощность. В стыковой конструкции между стержнем и ярмом существует зазор δ , на преодоление которого тратится МДС, равная

$$F_z = \frac{B_{\text{ст}} \delta}{\mu_0}.$$

Этой МДС соответствуют определенные намагничивающий ток и намагничивающая мощность.

В шихтованной конструкции магнитопровода стык в любом слое листов стали магнитопровода перекрывается цельными листами смежных слоев. Однако в этом случае требуется дополнительная намагничивающая мощность на преодоление места стыка. Это объясняется тем, что в листах, шунтирующих зазор в месте стыка и через которые проходит большая часть потока, возрастает индукция. Удельная намагничивающая мощность стыка зависит от того, какой применен стык — прямой или косой. Для таких случаев различна и площадь стыка. При прямом стыке она равна площади поперечного сечения стержня или ярма, а удельная намагничивающая мощность стыка, В·А/см², должна быть взята из табл. 9.2 для индукции в стержне или ярме. При косом стыке под углом 45° площадь стыка возрастает в $\sqrt{2}$ раз

и индукция уменьшается в $\sqrt{2}$ раз по сравнению с индукцией в стержне или ярме. Это нужно учитывать при определении намагничивающей мощности для косых стыков. Суммарная намагничивающая мощность для всех стыков магнитной системы, изображенной на рис. 9.1, а, равна

$$Q_z = P_c q_{z,c} + 2P_y q_{z,y} + 4\sqrt{2} \frac{P_c + P_y}{2} q_{z,k}, \quad (9.10)$$

где $q_{z,c}$ и $q_{z,y}$ — удельные намагничивающие мощности стыков, определенные по табл. 9.2 для расчетных значений индукции в стержне и ярме; $q_{z,k}$ — удельная намагничивающая мощность косого стыка, найденная по индукции $\frac{B_c + B_y}{2\sqrt{2}}$.

Намагничивающая мощность всей магнитной системы, В·А,

$$Q = \kappa' (M_c q_c + M_y q_y + M_{\text{ст}} \kappa'_{\text{ст}} q_{\text{ст}} + M_{\text{ст}} \kappa'_{\text{ст}} q_{\text{ст}} + \sum p_z q_z P_z), \quad (9.11)$$

где $\kappa'_2 = 1,65$ при отжиге листов и $\kappa'_2 = 2,3$ при отсутствии отжига; q_c и q_y — удельные намагничивающие мощности, найденные по табл. 9.2 по индукции в стержне и индукции в ярме; $\kappa'_{\text{ст}}$ и $\kappa'_{\text{к}}$ — коэффициенты, учитывающие увеличение намагничивающей мощности в углах с прямыми и косыми стыками, берутся по табл. 9.3 по среднему значению индукции в углах; $\sum p_z q_z P_z$ — намагничивающая мощность, требуемая для прохождения магнитного потока через зазоры стыков.

Для навитой трехфазной пространственной магнитной системы по рис. 9.3, так же как и при расчете потерь XX, для определения полной намагничивающей мощности, В·А, можно принять

$$Q_x = \kappa_{\text{т,и}} \kappa_{\text{т,т}} q_c M_{\text{ст}}, \quad (9.12)$$

где коэффициент $\kappa_{\text{т,т}} = 1,15$ учитывает ухудшение магнитных свойств стали в результате технологических воздействий на тальную ленту в процессе изготовления магнитной системы и несовершенство отжига; коэффициент $\kappa_{\text{т,и}} = 1,5$ учитывает искажение формы кривой магнитной индукции в магнитной системе; q_c — по табл. 9.2, В·А/кг; $M_{\text{ст}}$ — полная масса стали магнитной системы.

Полный фазный ток XX для трех рассмотренных конструкций магнитной системы, А,

$$I_x = Q_x / (m U_{\phi}). \quad (9.13)$$

Относительное значение тока XX в процентах номинального тока

$$i_0 = Q_x / (10S). \quad (9.13a)$$

Активная составляющая тока XX, фазное значение, А,

$$I_{x,a} = P_0 / (m U_\phi) \quad (9.14)$$

и в процентах номинального тока

$$i_{0,a} = P_0 / (10 S). \quad (9.14a)$$

Реактивная составляющая — соответственно

$$I_{x,p} = \sqrt{I_x^2 - I_{x,a}^2}, \quad (9.15)$$

$$i_{0,p} = \sqrt{i_0^2 - i_{0,a}^2}. \quad (9.15a)$$

Полученные из расчета значения потерь и тока XX нужно сравнить со значением, установленным соответствующим ГОСТ. Если отклонения будут превышать допустимые, то индукцию в стержне необходимо снизить и повторить весь расчет заново.

9.4. Расчет коэффициента полезного действия трансформатора при номинальной нагрузке

Полная мощность трансформатора, подводимая к первичной обмотке $S = UI$, содержит активную P_1 и реактивную Q составляющие. Часть активной мощности ΔP_1 расходуется на потери в обмотках, элементах конструкции и магнитопроводе трансформатора, а оставшаяся $P_2 = P_1 - \Delta P_1$ передается со вторичной обмотки потребителю; аналогично часть реактивной мощности ΔQ расходуется на создание основного поля в магнитной системе и поля рассеяния, а оставшаяся $Q = Q_1 - \Delta Q$ передается в питаемую от трансформатора вторичную сеть.

Между полной, активной и реактивной мощностями существует зависимость $P_1 = S \cos \varphi_1$ и $Q = S \sin \varphi_1$. Угол φ_1 определяется расходуемой реактивной мощностью и может быть рассчитан, если известны ток XX и напряжение КЗ трансформатора.

Действительно, если пренебречь активными составляющими тока XX ($i_{0a} \approx 0$) и напряжения КЗ ($U_{k,a} \approx 0$), то напряжение $U_k = U_p \cdot 100 / U_{1ном}$, где $U_p = U_k$ — реактивная составляющая напряжения КЗ, В; $U_{1ном}$ — номинальное первичное напряжение, В.

Умножив обе части этого выражения на первичный номинальный ток $I_{1ном}$, получим

$$U_k = U_p I_{1ном} \cdot 100 / U_{1ном} I_{1ном} = Q_{рас} \cdot 100 / S_1,$$

где $Q_{рас} = U_p I_{1ном}$ — реактивная мощность, расходуемая на создание поля рассеяния; $S_1 = I_{1ном} U_{1ном}$ — полная номинальная мощность трансформатора.

Таким образом, напряжением U_k определяется часть полной мощности трансформатора, расходуемой на рассеяние.

Аналогично $i_{нам} = I_{нам} \cdot 100 / I_{1ном}$, где $I_{нам}$ — намагничивающий ток, равный при $i_{0a} \approx 0$ току XX, А. Умножив обе части дроби на первичное номинальное напряжение, получим

$$i_0 = I_{нам} U_{1ном} \cdot 100 / I_{1ном} U_{1ном} = Q_{нам} \cdot 100 / S_1,$$

где $Q_{нам} = I_{нам} U_{1ном}$ — реактивная мощность, расходуемая на намагничивание магнитопровода. Таким образом, током i_0 определяется часть полной мощности трансформатора, расходуемой на создание основного поля (намагничивание) магнитной системы.

Реактивная мощность, расходуемая трансформатором,

$$\Delta Q = Q_{рас} + Q_{нам} = i_0 S_1 / 100 + U_k S_1 / 100 = S_1 \frac{i_{0a} + U_k}{100} \cdot 100$$

Реактивную мощность нельзя преобразовать, например, в механическую, т. е. она не может полезно использоваться потребителем, а лишь нагружает линию передачи, связывающую трансформатор с источником энергии (генератором), вызывая в ней потери энергии.

Коэффициент полезного действия трансформатора определяется отношением активной мощности P_2 , передаваемой во вторичную сеть, к активной мощности P_1 , подводимой к трансформатору.

$$\eta = P_2 / P_1$$

Учитывая, что $P_1 = P_2 + \Delta P_1$, $\eta = P_2 / (P_2 + \Delta P_1)$, и, в процентах,

$$\eta = P_2 \cdot 100 / (P_2 + \Delta P_1).$$

9.5. Пример расчета. Расчет магнитной системы (продолжение примера расчета по § 8.4)

9.5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРОВ И МАССЫ МАГНИТОПРОВОДА (ПО § 9.2)

Выбираем трехстержневую конструкцию магнитной системы косыми стыками на крайних стержнях и прямыми — на средних. Прессовку стержня осуществляем бандажами из стеклопакетов, ярм — шпильками, проходящими вне активной стали марки 3405, толщиной 0,3 мм.

Расстояние между осями обмоток, см (см. рис. 9.2),

$$A = D_2'' + a_{22} = 46,68 + 3 = 49,68 \text{ см; принимаем } 50 \text{ см.}$$

Выписываем из табл. 9.1 сечения стержня и ярма и объем яла:

$$P_{ф,с} = 342 \text{ см}^2; P_{ф,я} = 344 \text{ см}^2;$$

$$h_{я} = 21,5 \text{ см; } V_y = 6,32 \text{ дм}^3.$$

Определяем высоту окна, см.

$$H = H_0 + h_0' + h_0'' = 80 + 7,5 + (7,5 + 4,5) = 99,5 \text{ см;}$$

принимаем 100 см.

Масса угла, кг (угол 3 на рис. 9.1, а),

$$M_{\gamma} = 1,5 \gamma_{\gamma} V_{\gamma} = 0,320 \cdot 7,65 \cdot 0,96 = 46,4$$

Масса стержней, кг (стержни 1 на рис. 9.1, а),

$$M_{\sigma} = c H_{\sigma} \left(\kappa_{\sigma} H_{\sigma} + H_{\sigma} \gamma_{\sigma} \right) \cdot 10^{-3} = c M_{\gamma} = 3,342 \cdot 0,96 \cdot (100 + 21,5) 7,65 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 46,4 = 776.$$

Масса ярм, кг (ярма 2 на рис. 9.1, а),

$$M_{\pi} = 4 P_{\phi, \pi} \kappa_{\pi} A_{\gamma \sigma} \cdot 10^{-3} = 4 M_{\gamma} = 4 \cdot 344 \cdot 0,96 \cdot 48,3 \cdot 7,65 \cdot 10^{-3} = 4 \times 46,4 = 303.$$

Масса стали магнитопровода, кг,

$$M_{\sigma \pi} = M_{\sigma} + M_{\pi} + 6 M_{\gamma} = 773 + 303 + 6 \cdot 46,4 = 1354.$$

9.5.2. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА (ПО П. 9.3.1)

$$B_{\sigma} = 1,67 \text{ Тл}; B_{\pi} = B_{\sigma} \frac{H_{\phi, \sigma}}{H_{\phi, \pi}} = 1,67 \frac{342}{344} = 1,66 \text{ Тл}.$$

Среднее значение индукции в углах возьмем равным индукции в стержне

$$B_{\gamma} = B_{\sigma} = 1,67 \text{ Тл}.$$

Из табл. 9.2. находим значения удельных потерь и из табл. 9.3 коэффициенты увеличения потерь для углов с прямыми и косыми стыками

$$p_{\sigma} = 1,316 \text{ Вт/кг}; p_{\pi} = 1,288 \text{ Вт/кг}; \kappa_{\sigma \pi} = 2,47; \kappa_{\gamma} = 1,48.$$

Потери в магнитопроводе, Вт,

$$P_{\sigma \pi \gamma} = \kappa_{\sigma \pi} \left[M_{\sigma} p_{\sigma} + M_{\pi} p_{\pi} + M_{\gamma} \frac{p_{\sigma} + p_{\pi}}{2} (\kappa_{\sigma \pi} + \kappa_{\gamma}) \right] = 1,1 [776 \cdot 1,316 + 303 \cdot 1,288 + 46,4 \frac{1,316 + 1,288}{2} (2 \cdot 2,47 + 4 \cdot 1,48)] = 2270.$$

Потери получились больше нормированных ГОСТ 11920-85 на $\frac{2270-2000}{2000} = 13,5\%$, что допустимо (см. табл. 6.1).

9.5.3. РАСЧЕТ ТОКА ХОЛОСТОГО ХОДА (ПО П. 9.3.2)

Средняя индукция в косом стыке, Тл,

$$B_{\kappa, \pi} = \frac{B_{\sigma} + B_{\pi}}{2\sqrt{2}} = \frac{1,67 + 1,66}{2\sqrt{2}} = 1,18.$$

Из табл. 9.2 находим значение удельных намагничивающих мощностей стержней, ярм, прямого и косого стыков и из табл. 9.3 — коэффициенты увеличения намагничивающей мощности для углов с прямыми и косыми стыками:

$$q_{\sigma} = 2,072 \text{ В·А/кг}; q_{\pi} = 1,956 \text{ В·А/кг}; q_{\kappa, \pi} = 0,334 \text{ В·А/см}^2; q_{\gamma} = 2,392 \text{ В·А/см}^2; q_{\kappa, \sigma} = 2,316 \text{ В·А/см}^2; \kappa'_{\sigma} = 12,7; \kappa'_{\pi} = 2,31$$

Полная намагничивающая мощность, В·А,

$$Q_{\sigma} = \kappa'_{\sigma} \left[M_{\sigma} q_{\sigma} + M_{\pi} q_{\pi} + M_{\gamma} \frac{q_{\sigma} + q_{\pi}}{2} (n_{\sigma \pi} \kappa'_{\sigma \pi} + n_{\gamma} \kappa'_{\gamma}) + n_{\kappa, \pi} q_{\kappa, \pi} P_{\kappa, \pi} + n_{\kappa, \sigma} q_{\kappa, \sigma} P_{\kappa, \sigma} + n_{\kappa, \gamma} \sqrt{2} \frac{P_{\kappa, \sigma} + P_{\kappa, \pi}}{2} q_{\kappa, \gamma} \right] = 1,65 [773 \cdot 2,072 + 303 \times \times 1,956 + 46,4 \frac{2,072 + 1,956}{2} (2 \cdot 12,7 + 1 \cdot 2,31) + 2 \cdot 2,316 \cdot 344 + 2,392 \times \times 342 + 4 \sqrt{2} \frac{342 + 344}{2} 0,334] = 14 010.$$

Относительное значение тока холостого хода, %,

$$i_0 = Q_{\sigma} / (10S) = 14 010 / (10 \cdot 1000) = 1,4,$$

то равно заданному.

Относительное значение активной составляющей тока ХХ, %,

$$i_{0, \pi} = P_0 / (10S) = 2270 / (10 \cdot 1000) = 0,227.$$

Относительное значение реактивной составляющей тока ХХ, %,

$$i_{0, \rho} = \sqrt{i_0^2 - i_{0, \pi}^2} = \sqrt{1,4^2 - 0,227^2} = 1,38.$$

9.5.4. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ПРИ НОМИНАЛЬНОЙ НАГРУЗКЕ (ПО § 9.4)

Принимаем $\cos \varphi = 1$, что допустимо,

$$\eta = \frac{S - P_{\sigma \pi \gamma}}{S + P_{\sigma \pi \gamma}} = \frac{1000 - 2,273}{1000 + 2,273} = 98,57\%.$$

Контрольные вопросы

1. Необходимость нормализации сечения стержней и ярм
2. Расчет массы магнитопровода.
3. Расчет потерь холостого хода
4. Расчет тока холостого хода
5. Расчет КПД трансформатора

Глава десятая

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА

10.1. Тепловые характеристики и тепловые процессы в трансформаторе

При работе трансформатора, как указывалось ранее, часть электрической энергии расходуется на потери, превращается в тепло и рассеивается в окружающую среду. Основными источниками тепла являются обмотки (потери в них составляют примерно 80% всех потерь), магнитная система и элементы металлических конструкций.

При выделении тепла трансформатор нагревается, и температура его отдельных частей может значительно превысить температуру окружающей среды. Нагрев трансформатора — основная причина, ограничивающая его мощность при нагрузке. Действительно, элементы металлоконструкций трансформатора могут выдерживать без повреждений довольно большие температуры в отличие от изоляции, особенно бумажной (класса А), широко применяемой в трансформаторах. Бумажная изоляция, находясь длительное время под воздействием высокой температуры, теряет эластичность, становится хрупкой и разрушается даже от незначительных механических усилий, возникающих при эксплуатации, что приводит к потере электрической прочности и выходу трансформатора из строя. Чем выше температура обмоток, тем интенсивнее происходит старение ее изоляции. Повышение температуры обмоток на 8°C примерно вдвое сокращает срок службы изоляции. Если при длительной температуре обмоток 95°C срок службы трансформатора составляет 20—25 лет, то при температуре $95 + 8 = 103^\circ\text{C}$ — только 10—12 лет, а при 105°C — около 8 лет.

Таблица 10.1. Нормы нагрева масляных трансформаторов

Элементы трансформатора	Превышение температуры, $^\circ\text{C}$	Метод измерения
Обмотки классов нагревостойкости изоляции А		По изменению сопротивления постоянному току
при естественной циркуляции или принудительной с направлением потока масла	65	
при естественной циркуляции с направленным потоком масла	70	
Магнитная система и элементы металлоконструкций		По термометру или термопаре
исполнение герметичное или с расширителем	60	
исполнение негерметичное без расширителя	55	
Поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций	75	По термометру или термопаре

Примечания: 1. В трансформаторах мощностью более 63 МВ·А и отдельных точках магнитной системы и элементов металлоконструкций допускается превышение температуры поверхности до 85°C , если это превышение не превайдено в других режимах, т. е. на основных ответвлениях.

2. При нормировании температуры охлаждающей воды у входа в охладитель свыше 25°C (но не более 30°C) превышение температуры обмоток должно быть уменьшено на величину, соответствующую температуре.

Превышения температуры отдельных элементов масляного трансформатора или трансформатора с жидким диэлектриком над температурой охлаждающей среды, воздуха или воды, при испытаниях на нагрев на основном ответвлении не должны превышать значений, указанных в табл. 10.1.

Превышение температуры отдельных элементов сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды при испытаниях на нагрев на основном ответвлении не должны превышать указанных в табл. 10.2.

Однако не обязательно постоянно форсировать нагрузку, поддерживая в трансформаторе эти расчетные температуры, поскольку они установлены с учетом неизбежных суточных (и годовых) колебаний температуры окружающего воздуха и нагрузки, т. е. с учетом чередования в эксплуатации периодов наибольших и наименьших температур нагрева трансформатора.

В тепловом отношении трансформатор представляет собой неоднородное тело: стальные листы магнитной системы, обладающие высокой теплопроводностью, чередуются с изоляционными прослойками, теплопроводность которых невелика. Точно так же обмотка трансформатора является сложным сочетанием прозодниковых материалов (медь и алюминий), обладающего высокой теплопроводностью с изоляционным материалом, который одновременно служит и электрической, и тепловой изоляцией.

При работе трансформатора листы магнитной системы и обмоточный провод служат постоянными источниками тепловой энергии, поэтому в магнитной системе и обмотках происходит постоянная передача тепла от внутренних, более нагретых частей к наружным поверхностям, отводящим тепло. Трансформаторы изготовляют так, чтобы размеры этих поверхностей были достаточны.

У трансформаторов мощностью в несколько киловольт-ампер наружной поверхности обмоток и магнитопровода достаточно для

Таблица 10.2. Нормы нагрева сухих трансформаторов

Элементы трансформаторов	Превышение температуры, $^\circ\text{C}$	Методы измерения
Обмотки классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-87:		По изменению сопротивления постоянному току
А	60	
Е	75	
В	80	
Ф	100	
Н	125	
Поверхность магнитной системы и элементов металлоконструкций	По более или менее для соответствующего класса изоляции материалов	Термометром или термопарой

Примечания: 1. В качестве примера применения стальных листов и медных проводов нагретых до 100°C и выше, тем класс на нагревостойкости. Ссылка на действующий стандарт ГОСТ 8865-87.

отвода того небольшого количества тепла, которое выделяется при их работе. Трансформаторы охлаждаются более холодным окружающим воздухом естественным излучением тепла. Специальных устройств для их охлаждения обычно не требуется.

Трансформаторы, в которых основной охлаждающей и изолирующей средой является атмосферный воздух, называют воздушными. По мере увеличения мощности потери в трансформаторе растут пропорционально его массе, т. е. приблизительно пропорционально кубу его линейных размеров. Поверхность же охлаждения увеличивается пропорционально квадрату линейных размеров, т. е. потери в трансформаторе растут быстрее, чем поверхность, отводящая тепло (согласно закону роста мощности).

Начиная с некоторой мощности этой поверхности оказывается недостаточно, и для ее увеличения делают каналы между катушками обмоток и самими обмотками, открывая свободный доступ охлаждающему воздуху. Однако этих мер достаточно только для трансформаторов мощностью до 2500 кВ·А.

Более эффективное средство для отвода тепла — использование минерального (трансформаторного) масла, сочетающего свойства изолирующего и теплоотводящего материалов. Трансформатор, в котором основной изолирующей средой и теплоносителем служит трансформаторное масло, называют масляным.

Частицы масла, заполняющего масляный трансформатор, соприкасаются с горячими поверхностями, нагреваются, поднимаются вверх и отдают свое тепло через стенки и крышку бака окружающему воздуху. Охлаждаясь у стенок, частицы масла движутся вниз, уступая место другим, более горячим. Такой способ теплопередачи называют естественной конвекцией.

Температура отдельных элементов трансформатора неодинакова; ее изменение по высоте бака и в сечении трансформатора показано на рис. 10.1.

Применение трансформаторного масла в качестве теплоносителя очень эффективно. Теплоотдача с единицы поверхности при масляном охлаждении в 6—8 раз больше, чем при воздушном, поэтому и необходимые для охлаждения поверхности обмоток и магнитопровода в масляных трансформаторах значительно меньше, чем в одинаковых по мощности воздушных. Однако поверхность бака при этом должна быть такой, чтобы температура масла не достигла предельной.

Самый простой способ увеличения поверхности охлаждения — это увеличение размеров бака, но он не экономичен, поэтому увеличивают поверхность за счет трубчатых теплообменников (радиаторов), устанавливаемых на баке (см. рис. 12.2). Теплоотдача с поверхности бака происходит как через нагретые частицы воздуха (конвекция), так и лучеиспусканием.

Охлаждение частей масляного трансформатора естественной

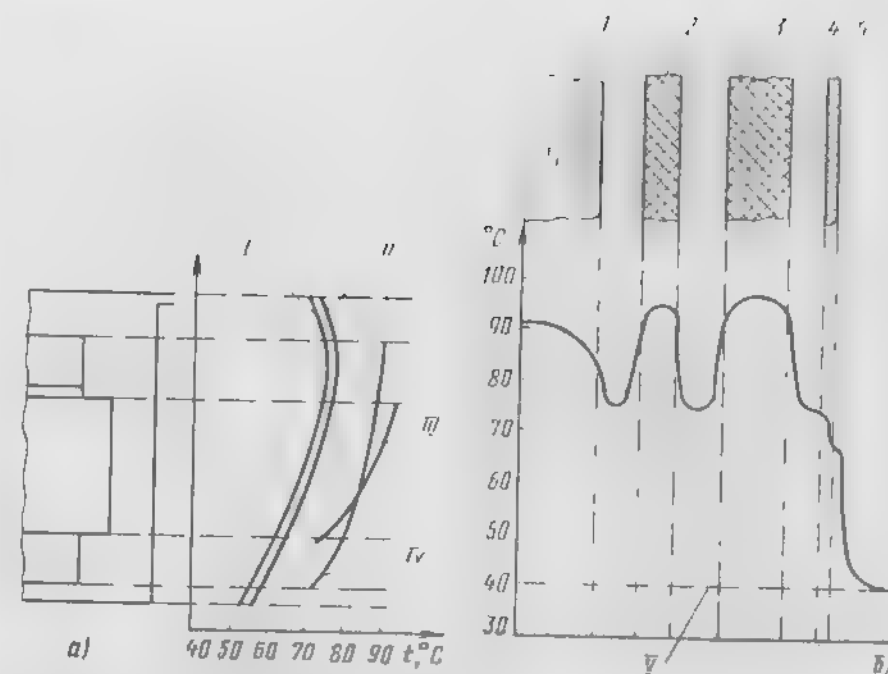


рис. 10.1. Изменение температуры по высоте (а) и в сечении (б) трансформатора: I — температура масла; II — температура обмоток; III — температура стенок бака; IV — температура стенок бака; V — температура воздуха.

конвекцией масла и воздуха, охлаждающего внешнюю поверхность бака с установленными на нем охлаждающими элементами, называют естественным масляным и применяют для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А. В трансформаторах большей мощности используют другие системы с принудительным ускорением движения масла и охлаждающего воздуха или воды.

Существует несколько способов принудительного охлаждения трансформаторов.

Первый способ — дутьевой (Д) с увеличением скорости движения воздуха, охлаждающего бак и радиаторы, вентиляторами (см. рис. 12.3). Вентиляторы создают принудительную циркуляцию воздуха («дутье») вдоль наружных поверхностей радиаторов, увеличивая их теплоотдачу в 1,5—2 раза. Система дутьевого охлаждения эффективна и имеет важное преимущество: при включении вентилятора трансформатор может длительно работать с нагрузкой до 50—60% номинальной, с естественным масляным охлаждением.

Второй способ — циркуляционный (ДЦ) с принудительным увеличением скорости движения как масла, так и воздуха (см. рис. 12.4). Обычно для системы ДЦ применяют специальные теплообменники — теплообменники, в которых происходит передача тепла от масла к воздуху, при этом движение масла принудительно ускоряется электронасосом, а воздуха — вентиляторами. Система ДЦ существенно увеличивает теплоотдачу (сравнитель-

но с Д) и имеет еще одно преимущество: благодаря компактной конструкции охладителей уменьшаются размеры трансформатора. Однако охладители ДЦ эффективны только при одновременной работе насосов и вентиляторов; при необходимости уменьшения охлаждения (например, при снижении нагрузки) обычно отключают целиком один или несколько охладителей.

Третий способ — масляно-водяной (Ц) с принудительной циркуляцией масла через охладители, охлаждаемые водой (см. рис. 12.5). Для этой системы применяют специальные теплообменники-охладители, через трубки которых принудительно прокачивается нагретое масло; трубки находятся в полости циркулирующей через нее охлаждающей водой.

Масляно-водяное охлаждение более эффективно, чем другие виды охлаждения, что объясняется повышенной теплоотдачей от масла к воде. Поэтому охладители системы Ц еще компактнее, чем ДЦ, поскольку обладают повышенным теплосъемом.

Особенно эффективно направленное циркуляционное охлаждение, при котором масло проходит непосредственно в канальцах внутри обмоток, между обмотками и в магнитную систему. Для обеспечения направленного движения масла в конструкции предусматривают специальные шиты, перегородки и другие устройства.

10.2. Тепловой расчет трансформатора

Тепловой расчет трансформатора проводится после завершения электромагнитного и механического расчетов его обмоток и магнитной системы. При правильном выборе электромагнитных нагрузок и правильном распределении и выборе размеров охлаждающих масляных каналов внутренние температуры в обмотках и магнитной системе оказываются не выше обычно допускаемых значений. Вследствие этого тепловой расчет обмоток сводится к поверочному определению перепадов температуры внутри них и на поверхности для принятой конструкции и размеров обмотки. Определение этих перепадов проводится с учетом конструктивных особенностей обмоток различных типов.

Тепловой расчет бака отличается тем, что сама конструкция бака зависит в первую очередь от того теплового потока, который должен быть отведен с поверхности бака в окружающий воздух, и лишь во вторую очередь определяется требованиями механической прочности. Поэтому при тепловом расчете бака сначала рассчитывается допустимое среднее превышение температуры стенки бака над окружающим воздухом, затем по требуемой теплоотдаче приближенно определяется его охлаждаемая поверхность, затем подбираются размеры и число конструктивных элементов, образующих эту поверхность, — гладкие стенки, труб, волн, охладителей, и, наконец, производится поверочный расчет превышения температуры стенки бака и масла над

охлаждающим воздухом. При получении превышений температур, отличающихся от допустимых, производится корректировка охлаждающей поверхности путем увеличения или уменьшения числа или размеров конструктивных элементов — труб, охладителей и т. д. После завершения теплового расчета бака производится проверка его конструкции на механическую прочность.

10.2.1. ПОВЕРОЧНЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ

Определяем удельные тепловые нагрузки обмоток q , Вт/м².
Непрерывные, дисковые и винтовые обмотки:

для меди

$$q_M = 21,4 I_{кат} \omega_{кат} J K_1 / (K_{лик} Pr_{кат}), \quad (10.1)$$

для алюминия

$$q_A = 35,6 I_{кат} \omega_{кат} J K_1 / (K_{лик} Pr_{кат}) \quad (10.1a)$$

Цилиндрические слоевые обмотки:

для меди

$$q_M = 21,4 I_{кат} \omega_{кат} J K_2 / (K_{лик} H_0 n_{пов}), \quad (10.2)$$

для алюминия

$$q_A = 35,6 I_{кат} \omega_{кат} J K_2 / (K_{лик} H_0 n_{пов}), \quad (10.2a)$$

где $K_{лик} = 1 - n_1 b_1 / \pi D_{ср}$ — коэффициент закрытия; $Pr_{кат}$ — периметр катушки, мм; $I_{кат}$ — ток, проходящий через катушку, А; $\omega_{кат}$ — число витков в катушке; J — плотность тока, А/мм²; K_1 — коэффициент, учитывающий добавочные потери; $n_{пов}$ — число теплоотдающих поверхностей.

Определяем превышение средней температуры обмоток над средней температурой масла $\Theta_{о,м}$, °С, при естественном масляном охлаждении.

Цилиндрические обмотки из прямоугольного провода (табл. 3)

$$\Theta_{о,м} = 0,159 q^{0,7}.$$

Непрерывные, дисковые и винтовые внутренние обмотки (табл. 10.4)

$$\Theta_{о,м} = 0,41 q^{0,6}.$$

Непрерывные, дисковые и винтовые наружные обмотки (табл. 10.5)

$$\Theta_{о,м} = 0,358 q^{0,6}.$$

Определяем превышение средней температуры масла над температурой окружающей среды $\Theta_{м,в}$, °С (табл. 10.6),

$$\Theta_{м,в} = 0,262 q^{0,8}.$$

Таблица 10.3. Превышения температур слоев цилиндрических обмоток при естественном масляном охлаждении $\Theta_{\text{м.к}} = 0,159 q_0^{0,7}$

В, А	$\Theta_{\text{м.к}}$	С	В, А	$\Theta_{\text{м.к}}$	
360	380	10	1205	1240	23
385	410	10,5	1245	1270	23,5
415	435	11	1280	1315	24
440	460	11,5	1320	1355	24,5
470	490	12	1360	1390	25
495	520	12,5	1400	1430	25,5
525	550	13	1435	1470	26
555	580	13,5	1475	1510	26,5
585	610	14	1515	1550	27
615	640	14,5	1555	1590	27,5
645	675	15	1595	1630	28
680	705	15,5	1635	1670	28,5
710	740	16	1675	1710	29
745	770	16,5	1720	1750	29,5
775	805	17	1765	1800	30
810	840	17,5	1805	1845	30,5
845	870	18	1850	1885	31
875	905	18,5	1890	1930	31,5
910	940	19	1935	1975	32
945	980	19,5	1980	2015	32,5
985	1015	20	2020	2060	33
1020	1050	20,5	2065	2105	33,5
1055	1090	21	2110	2150	34
1095	1125	21,5	2155	2195	34,5
1130—1165	22	2200—2240	35		
1170—1200	22,5	2245—2285	35,5		

Таблица 10.4. Превышения температур внутренних обмоток при естественном охлаждении $\Theta_{\text{м.в}} = 0,41 q_0^{0,6}$

С	В, А	$\Theta_{\text{м.в}}$	С	В, А	$\Theta_{\text{м.в}}$
200	210	10	810	835	22
215	230	10,5	840	865	22,5
230	245	11	870	895	23
250	265	11,5	900	930	23,5
270	285	12	935	960	24
290	305	12,5	965	995	24,5
310	325	13	995	1020	25
330	345	13,5	1025	1050	25,5
350	365	14	1055	1085	26
370	390	14,5	1090	1120	26,5
395	410	15	1125	1150	27
415	435	15,5	1155	1185	27,5
440	455	16	1190	1220	28
460	480	16,5	1225	1255	28,5
485	505	17	1260	1290	29
510	530	17,5	1295	1330	29,5
535	555	18	1335	1365	30
560	580	18,5	1370	1400	30,5
585	610	19	1405	1440	31
615	635	19,5	1445	1475	31,5
640	660	20	1480	1520	32
665	690	20,5	1525	1560	32,5
695	715	21	1565	1595	33
720	745	21,5	1600	1635	33,5
760—775	22	1640—1670	34		
780—805	22,5	1675—1710	35		

Таблица 10.5. Превышения температур наружных обмоток при естественном охлаждении $\Theta_{\text{м.н}} = 0,358 q_0^{0,6}$

С	В, А	$\Theta_{\text{м.н}}$	С	В, А	$\Theta_{\text{м.н}}$
250	265	10	1040	1075	23
270	285	10,5	1080	1085	23,5
290	310	11	1120	1125	24
310	335	11,5	1160	1165	24,5
330	355	12	1200	1205	25
350	380	12,5	1240	1245	25,5
380	405	13	1280	1285	26
410	435	13,5	1320	1325	26,5
440	460	14	1360	1365	27
465	490	14,5	1400	1405	27,5
495	515	15	1440	1445	28
520	545	15,5	1480	1490	28,5
550	575	16	1520	1535	29
580	605	16,5	1560	1580	29,5
610	635	17	1600	1625	30
640	665	17,5	1640	1670	30,5
670	695	18	1680	1715	31
700	730	18,5	1720	1760	31,5
735	765	19	1765	1810	32
770	795	19,5	1815	1855	32,5
800	830	20	1860	1900	33
835	865	20,5	1905	1950	33,5
870	900	21	1955	2000	34
905	935	21,5	2005	2055	34,5
940	970	22	2050	2095	35
975	1005	22,5	2100—2145	35,5	

Таблица 10.6. Среднее превышение температур масла при естественном масляном охлаждении $\Theta_{\text{м.с}} = 0,262 q_0^{0,8}$

С	В, А	$\Theta_{\text{м.с}}$	С	В, А	$\Theta_{\text{м.с}}$
195	201	18	387	395	31
202	208	18,5	394	401	31,5
209	215	19	402	409	32
216	221	19,5	410	417	32,5
222	228	20	418	425	33
229	235	20,5	426	433	33,5
235	242	21	434	441	34
243	250	21,5	442	449	34,5
251	257	22	450	457	35
258	264	22,5	458	465	35,5
266	271	23	466	471	36
272	278	23,5	475	482	36,5
279	286	24	483	490	37
287	293	24,5	491	499	37,5
294	301	25	500	507	38
302	309	25,5	508	515	38,5
310	317	26	516	524	39
318	325	26,5	525	532	39,5
326	332	27	533	541	40
333	340	27,5	542	550	40,5
341	347	28	551	559	41
348	355	28,5	560	567	41,5
356	363	29	568	575	42
364	370	29,5	576	584	42,5
371	378	30	585—592	43	
379—386	30,5	593—600	43,5		

Превышение средней температуры обмоток над температурой окружающей среды, °С,

$$\Theta_{\text{ср}} = \Theta_{\text{м.к}} + \Theta_{\text{м.в}} + \Theta_{\text{м.н}} \quad (10.6)$$

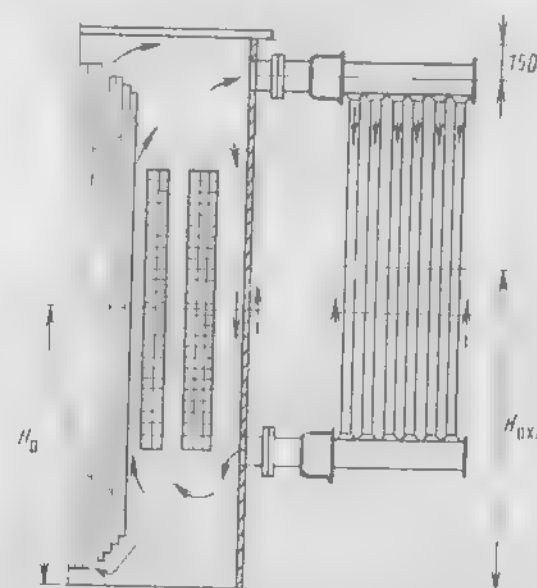


Рис. 10.2. Расположение радиаторов на баке

Удельная тепловая нагрузка бака q_0 , Вт/м²,

$$q_0 = \sum P / \sum P_{\text{т.п}}, \quad (10.3)$$

где $\sum P_{\text{т.п}}$ — сумма теплоотдающих поверхностей, м².

Гладкий бак

$$\sum P_{\text{т.п}} = P_6 + P_{\text{кр}} \cdot 0,75. \quad (10.4)$$

Радиаторный бак

$$\sum P_{\text{т.п}} = P_6 + 0,75 P_{\text{кр}} + n_r P_r. \quad (10.4a)$$

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды, °С,

$$\Theta_{\text{м.с}} = 1,2 \Theta_{\text{м.к}} + \Theta_{\text{м.в}} \quad (10.5)$$

где $\Theta_{\text{м}}$ — поправка; $\Theta_{\text{м}} = (\alpha_{\text{н}} - 0,48) / 0,03$, где $\alpha_{\text{н}}$ — отношение высоты центра потерь (активной части) к высоте центра охлаждения бака (значение $\Theta_{\text{м}}$ округляют до целых градусов (рис. 10.2)).

Последовательность теплового расчета

Определяем размеры бака и поверхность охлаждения бака и крышки.

Определяем ширину бака, см,

$$B_0 = D_2^* + a_{0,6}, \quad (10.7)$$

где D_2^* — наружный диаметр внешней обмотки; $a_{0,6}$ — изоляционное расстояние от внешней обмотки до стенки бака (табл. 10.7).

Определяем длину бака трехфазного трансформатора, см,

$$A_0 = 2A + B_0, \quad (10.8)$$

где A — расстояние между осями стержней магнитопровода.

Определяем глубину бака, см,

$$H_0 = H + 2h_n + h_{кр}, \quad (10.9)$$

где H — высота окна; h_n — высота ярма; $h_{кр}$ — сумма расстояний от магнитопровода до дна и крышки бака (табл. 10.7).

Таблица 10.7. Исходные данные для определения размера бака

Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Среднее расстояние от внешней обмотки до стенки бака $a_{0,6}$, см	Минимальное расстояние от магнитопровода до крышки и дна бака $h_{н,к}$, см
6, 10	6	20
20	9	35
35	12	50

Поверхности различных баков, м².

Гладкий прямоугольный бак

$$P_0 = 2(A_0 + B_0)H_0 \cdot 10^{-4}, \quad (10.10)$$

$$P_{кр} = A_0 B_0 \cdot 10^{-4}, \quad (10.11)$$

где $P_{кр}$ — поверхность крышки бака.

Гладкий овальный бак

$$P_0 = [2(A_0 - B_0) + \pi B_0]H_0 \cdot 10^{-4}, \quad (10.12)$$

$$P_{кр} = (2A_0 B_0 + \pi B_0^2/4) \cdot 10^{-4}. \quad (10.13)$$

Поверхность радиаторов, м², приведена в табл. 10.8.

Определяем допустимое среднее превышение температуры масла над воздухом из условия, чтобы температура наиболее нагретой катушки обмоток превышала температуру воздуха более, чем допускает ГОСТ 11677-85, т. е.

$$\Theta_{м,в} \leq 65^\circ \text{C} - \Theta_{0,м}. \quad (10.14)$$

Для этого превышения температуры по (10.5) определяем превышение температуры масла в верхних слоях. Если оно получилось больше 60°C , то снижают допустимое среднее превыше-

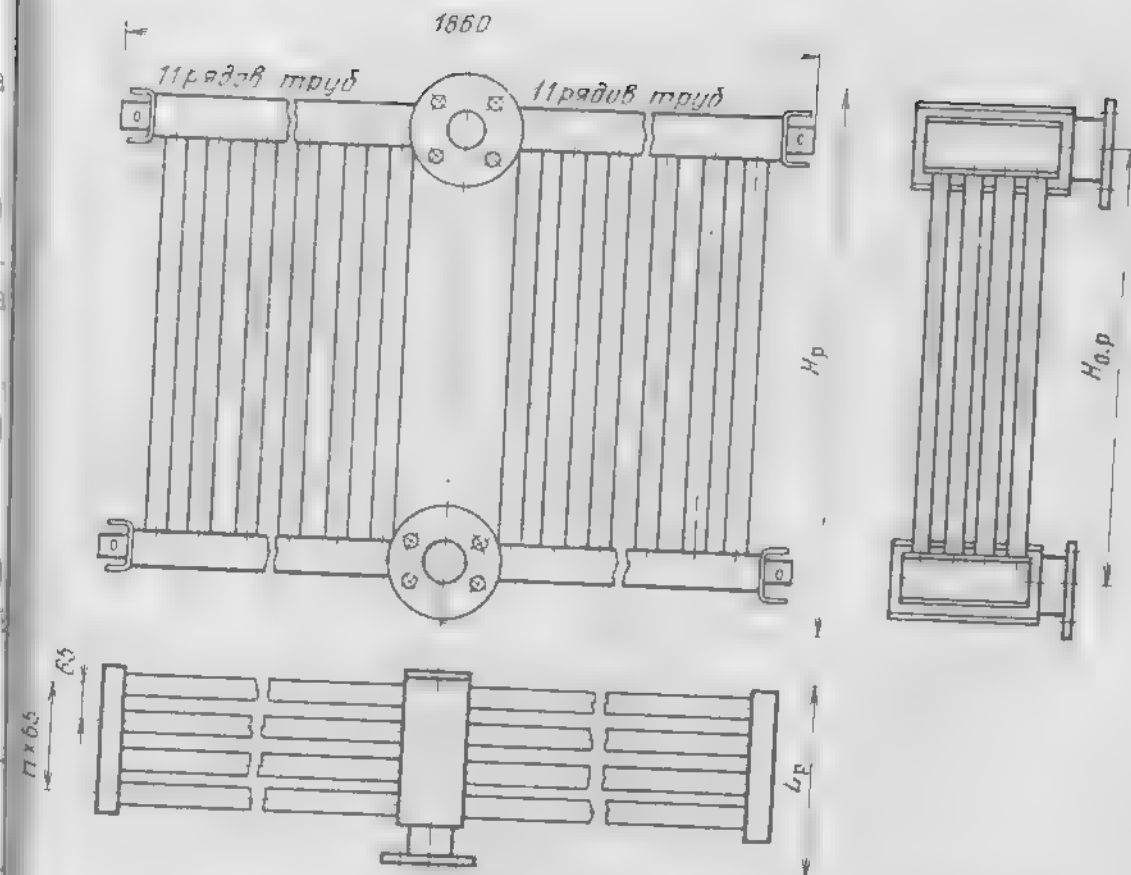


рис. 10.3. Унифицированные прямотрубные радиаторы для трансформаторов системой охлаждения «М»

ние температуры масла $\Theta_{м,в}$ так, чтобы перегрев масла в верхних слоях не превышал 60°C .

С помощью табл. 10.6 по найденному среднему превышению температуры масла определяем допустимую удельную тепловую нагрузку бака

Потери, отводимые с поверхности бака,

$$Q_0 = q_0 P_0 \quad (10.13)$$

Тогда потери, отводимые с поверхности радиаторов, будут равны разности

$$Q_p = P_0 + P_{кр} - Q_0, \quad (10.14)$$

где P_0 и $P_{кр}$ — потери ХХ и КЗ.

Отсюда находим необходимую поверхность радиаторов, при $q_p = q_0$,

$$Q_p / q_p. \quad (10.15)$$

По табл. 10.8 выбираем унифицированные радиаторы (рис. 10.3) и уточняем по (10.3) q_0 :

$$q_0 = \sum P / \sum P_{г.п.}$$

Таблица 10.8. Унифицированные прямотрубные радиаторы для трансформаторов с системой охлаждения «М»

Межосевое расстояние H , мм	Высота H , мм	Ширина L , мм	Количество рядов n	Масса M , кг	Теплоотдающая поверхность F , м ²	Масса масла в радиаторе M , кг
1100	1295	189	1	78	6,53	40
		254	2	113	9,79	61
		319	3	148	13,05	81
		384	4	182	16,31	101
		449	5	217	19,57	121
		514	6	252	22,84	141
		579	7	287	26,1	161
		644	8	322	29,31	182
		709	9	357	32,65	202
1600	1795	254	2	146	13,46	81
		319	3	192	17,94	108
		384	4	237	22,4	135
		449	5	284	26,9	162
		514	6	329	31,4	188
		579	7	375	35,89	215
		644	8	421	40,38	243
		709	9	467	44,89	269

По табл. 10.6 находим $\Theta_{м,в}$.

По (10.6) определяем $\Theta_{о,в}$, °С,

$$(\Theta_{о,в})_{нн} = (\Theta_{о,в})_{вн} + (\Theta_{м,в})_{нн}$$

10.3. Пример расчета. Тепловой расчет трансформатора (продолжение примера расчета § 9.5) (по п. 10.2.1)

Удельная тепловая нагрузка обмоток (данные § 7.5):

Обмотки НН, Вт/м²,

$$q_{о, НН} = \frac{35,6 I_{кат, НН} \omega_{кат, НН} J_{НН} \kappa_{л, НН}}{\kappa_{лак, НН} Pr_{кат, НН}} = \frac{35,6 \cdot 1143 \cdot 0,5 \cdot 1,81 \cdot 1,012}{0,64 \cdot 89,4} = 822$$

Коэффициент закрытия поверхности витка

$$\kappa_{лак, НН} = 1 - \frac{2a_{л, НН}}{\pi (D'_1 + D'_2)} = 1 - \frac{2 \cdot 1,8}{\pi (25 + 30,84)} = 0,64.$$

Периметр одного хода, т. е. полувитка, мм,

$$Pr_{кат, НН} = 2(a_1 + b') = 2(29,2 + 16,5) = 89,4.$$

Обмотки ВН, Вт/м²,

$$q_{о, ВН} = \frac{35,6 I_{кат, ВН} \omega_{кат, ВН} J_{ВН} \kappa_{л, ВН}}{\kappa_{лак, ВН} H_{о, ВН} n_{пов, ВН}} = \frac{35,6 \cdot 16,5 \cdot 1662 \cdot 1,855 \cdot 1,008}{0,63 \cdot 800 \cdot 3} = 1207,$$

$$\kappa_{лак, ВН} = 1 - \frac{2b_{л, ВН}}{\pi (D'_1 + D'_2)} = 1 - \frac{2 \cdot 4,12}{\pi (36,82 + 46,68)} = 0,63, \quad n_{пов, ВН} = 3.$$

Обмотка намотана на бакелитовый цилиндр и имеет односторонний осевой канал.

Превышение температуры обмоток над температурой масла. Обмотка НН, °С (внутренняя) (табл. 10.4),

$$\Theta_{о, м, НН} = 0,41 q_{о, НН}^{0,6} = 0,41 \cdot 822^{0,6} = 23,0.$$

Обмотка ВН, °С (слоевая цилиндрическая) (табл. 10.3),

$$\Theta_{о, м, ВН} = 0,159 q_{о, ВН}^{0,7} = 0,159 \cdot 1207^{0,7} = 23,0.$$

Определяем размеры бака и поверхность охлаждения бака и крышки.

Находим ширину бака, см,

$$B_6 = D'_2 + 2a_{о, 6} = 46,84 + 2 \cdot 12 = 70,84, \text{ принимаем } 71 \text{ см,}$$

где D'_2 — наружный диаметр внешней обмотки; $a_{о, 6}$ — изоляционное расстояние от внешней обмотки до стенки бака (табл. 10.7).

Определяем длину бака, см,

$$A_6 = 2,1 + B_6 = 2 \cdot 50 + 71 = 171,$$

где A — расстояние между осями стержней магнитопровода.

Определяем глубину бака, см,

$$H_6 = H + 2h_{я} + h_{я, кр} = 100 + 2 \cdot 21,5 + 50 = 193,$$

где H — высота окна; $h_{я}$ — высота ярма; $h_{я, кр}$ — сумма расстояний от магнитопровода до дна и крышки бака (табл. 10.7).

Гладкий овальный бак

$$H_6 = [2(A_6 - B_6) + \pi B_6] H_6 \cdot 10^{-4} = [2(171 - 71) + \pi 71] \cdot 193 \cdot 10^{-4} = 8,2 \text{ м}^2,$$

$$H_{кр} = \left[2AB_6 + \frac{\pi B_6^2}{4} \right] \cdot 10^{-4} = \left[2 \cdot 50 \cdot 71 + \frac{\pi \cdot 71^2}{4} \right] \cdot 10^{-4} = 1,1 \text{ м}^2.$$

Определяем допустимое среднее превышение температуры масла над воздухом из условия, чтобы температура наиболее нагретой катушки обмоток превышала температуру воздуха не более, чем допускает ГОСТ 11677-85, т. е.

$$\Theta_{м, в} = 65^\circ \text{С} - \Theta_{о, м} = 65 - 23 = 42^\circ \text{С}.$$

Для этого превышения температуры по (10.5) определяем превышение температуры масла в верхних слоях

$$\Theta_{м, в, в} = 1,2 \Theta_{м, в} + \Theta_{м} = 1,2 \cdot 42 + 6 = 56,4^\circ \text{С},$$

что ниже допустимого $\Theta_{м, в, в} = 60^\circ \text{С}$.

Определяем поправку $\Theta_{м}$ (см. рис. 10.2):

$$\Theta_{м} = (\alpha_{и} - 0,48) / 0,03 = (0,646 - 0,48) / 0,03 = 5,5^\circ \text{С},$$

$$\alpha_{и} = \frac{H}{H_{о, в}} = \frac{H + 2h_{я} + h_{я, кр}}{2H_6 - H_{о, в} - 30} = \frac{100 + 2 \cdot 21,5 + 50}{2 \cdot 193 - 110 - 30} = 0,646.$$

По табл. 10.6 определяем $q_6 = 590 \text{ Вт/м}^2$.

Потери, отводимые с поверхности бака,

$$Q_c = P_c + 0,75P_k = 590(8,2 + 0,75 \cdot 1,1) = 5325 \text{ Вт}$$

Потери, отводимые с поверхности радиаторов,

$$Q_r = P_c + P_k - Q_c = 2270 + 12\,223 - 5325 = 9168 \text{ Вт}$$

Необходимая поверхность радиаторов

$$P_r = 9168/590 = 15,6 \text{ м}^2.$$

По табл. 10.8 выбираем два радиатора $H_r = 1295 \text{ мм}$; $H_{o,r} = 1100 \text{ мм}$; с двумя рядами труб $P_r = 9,79 \text{ м}^2$; $M_r = 113 \text{ кг}$; $M_{m,r} = 61 \text{ кг}$.

Уточняем q_0 , Вт/м²,

$$q_0 = \frac{\sum P}{\sum F_{\text{радиаторов}}} = \frac{2270 + 12\,223}{8,2 + 0,75 \cdot 1,1 + 2 \cdot 9,79} = 506$$

По табл. 10.6 находим $\Theta_{m,v} = 38^\circ \text{С}$.

Определяем превышение температуры обмоток над воздухом. Обмотка НН и обмотка ВН

$$\Theta_{o,v} = \Theta_{o,m} + \Theta_{m,v} = 23 + 38 = 61^\circ \text{С},$$

что меньше допустимой на 4°С .

Контрольные вопросы

1. Влияние нагрева трансформатора на качество изоляции.
2. Нормы нагрева отдельных элементов трансформаторов.
3. Способы охлаждения и их эффективность.
4. Тепловой расчет обмоток.
5. Тепловой расчет бака.
6. Схема поверочного расчета.

Глава одиннадцатая

МАССА ТРАНСФОРМАТОРА

11.1. Определение массы трансформатора

Масса активных материалов трансформатора с достаточной точностью определяется при его расчете. Более точно массы конструктивных и других материалов и масла трансформатора могут быть найдены только после подробной разработки его конструкции. Однако в процессе расчета может возникнуть необходимость в приближенном определении этих масс для оценки экономичности различных вариантов расчета.

Масса конструктивной стали остова может быть приближенно принята 0,1 суммарной массы провода обмоток и стали магнитной системы. Масса картона в изоляции обмоток зависит от

мощности и класса напряжения трансформатора. С ростом мощности относительная масса картона уменьшается. Для трансформаторов с медными обмотками можно принять массу картона 0,12–0,15 массы провода при классах напряжения 6, 10, 35 кВ и 0,35–0,3 при классе напряжения 110 кВ. Для алюминиевых обмоток относительная масса картона увеличивается в 2,4 раза.

Масса активной части, т. е. остова с обмотками и отводами (но без крышки), может быть приближенно определена по формуле

$$M_{a,ч} \approx 1,2(M_{пр} + M_{ст}).$$

Массу бака нетрудно определить по известной из теплового расчета поверхности бака и поверхности крышки с учетом толщины стенок, крышки и дна бака, принимая $\gamma_{ст} = 7850 \text{ кг/м}^3$.

Для определения массы масла необходимо знать внутренний объем V_0 гладкого бака и объем, занимаемый активной частью, $V_{a,ч}$. Для определения $V_{a,ч}$ можно воспользоваться приближенной формулой $V_{a,ч} = M_{a,ч}/\gamma_{a,ч}$, где средняя плотность активной части $\gamma_{a,ч} = 5500 \div 6000 \text{ кг/м}^3$ для трансформаторов с медными обмотками и $\gamma_{a,ч} = 5000 \div 5500 \text{ кг/м}^3$ — для трансформаторов с алюминиевыми обмотками.

Общую массу масла можно определить по формуле

$$M_m = 1,05[0,9(V_0 - V_{a,ч}) + M_{m,r}],$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий массу масла в расширителе; $M_{m,r}$ — масса масла в элементах системы охлаждения.

Масса трансформатора

$$M_{тр} = M_{a,ч} + M_0 + M_m.$$

11.2. Пример расчета массы трансформатора (продолжение расчета § 10.3)

Масса активной части, кг,

$$M_{a,ч} = 1,2(M_{пр} + M_{ст}) = 1,2(302 + 1354) = 1987.$$

Масса провода, кг,

$$M_{пр} = 1,06(M_{a,НН} + 1,05M_{a,ВН} + M_{отв,НН} + M_{отв,ВН}) = 1,06(107,5 + 1,05 \cdot 156,8 + 12,9 + 0,144) = 302.$$

Масса бака с радиаторами, кг,

$$M_0 = \gamma_{ст}V_{0,ст} + M_r = 7850 \cdot 0,104 = 816 + 2 \cdot 113 = 1042,$$

где $V_{0,ст} = \sum P_0 \delta_{ст} = 10,4 \cdot 0,01 = 0,104$,

$$\sum P_{бака} = P_0 + P_{кр} + P_{д} = 8,2 + 1,1 + 1,1 = 10,4,$$

— толщина стали бака, $\delta_{ст} = 10 \text{ мм}$, $P_{д}$ — площадь дна равна $P_{кр} = 1,1 \text{ м}^2$.

Общая масса масла, кг,

$$M_m = 1,05 [0,9 (V_6 - V_{a,ч}) + M_{m,р}] \cdot 10^3 = 1,05 [0,9 (2,12 - 0,3974) + 0,122] \cdot 10^3 = 1756.$$

Объем бака, м³,

$$V_{бака} = P_d H_6 = 1,1 \cdot 1,93 = 2,12,$$

$$V_{a,ч} = \frac{M_{a,ч}}{\gamma_{a,ч}} = \frac{1987}{5000} = 0,3974.$$

Масса трансформатора, кг,

$$M_{тр} = M_{a,ч} + M_6 + M_m = 1987 + 1042 + 1756 = 4785.$$

Контрольные вопросы

1. Составляющие массы трансформатора.
2. Методы расчета.

Часть четвертая

КОНСТРУКЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава двенадцатая

КОНСТРУКЦИЯ БАКОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

12.1. Баки трансформаторов

Бак служит для установки в нем активной части и заливки масла и состоит из обечайки, дна, рамы и крышки (рис. 12.1, а) с отверстиями для крепления болтами к раме. У трансформаторов с верхним разъемом дно приварено к обечайке, а крышка закрывает бак и одновременно является основанием для установки расширителя, вводов, приводов переключающих устройств, аллона термосигнализатора, подъемных колец и других вспомогательных деталей. Место разъема крышки с баком уплотняют резиновой полосой, укладываемой на раму в уступ между выступающим торцом обечайки и отверстиями в раме.

В трансформаторах с массой активной части более 25 т крышка приварена к обечайке. Бак имеет нижний разъем и состоит из верхней (высокой) съемной части и нижней, являющейся его основанием (днищем). Такое устройство облегчает разборку и сборку трансформаторов и не требует механизмов большой грузоподъемности, поскольку вместо активной части снимают верхнюю часть бака.

Для перемещения трансформаторов массой до 20 т устанавливают под днищем тележки, при большей массе — каретки (рис. 12.1, в). Для подъема трансформатора стропами к стенкам бака приварены крюки, для крепления охладителей и термофонных фильтров — патрубки с фланцами. Для заполнения трансформатора маслом установлены вентили.

Бак несет механическую нагрузку от масс активной части масла, кроме того, при внутреннем повреждении может испытывать большое избыточное давление, поэтому необходимо вы-

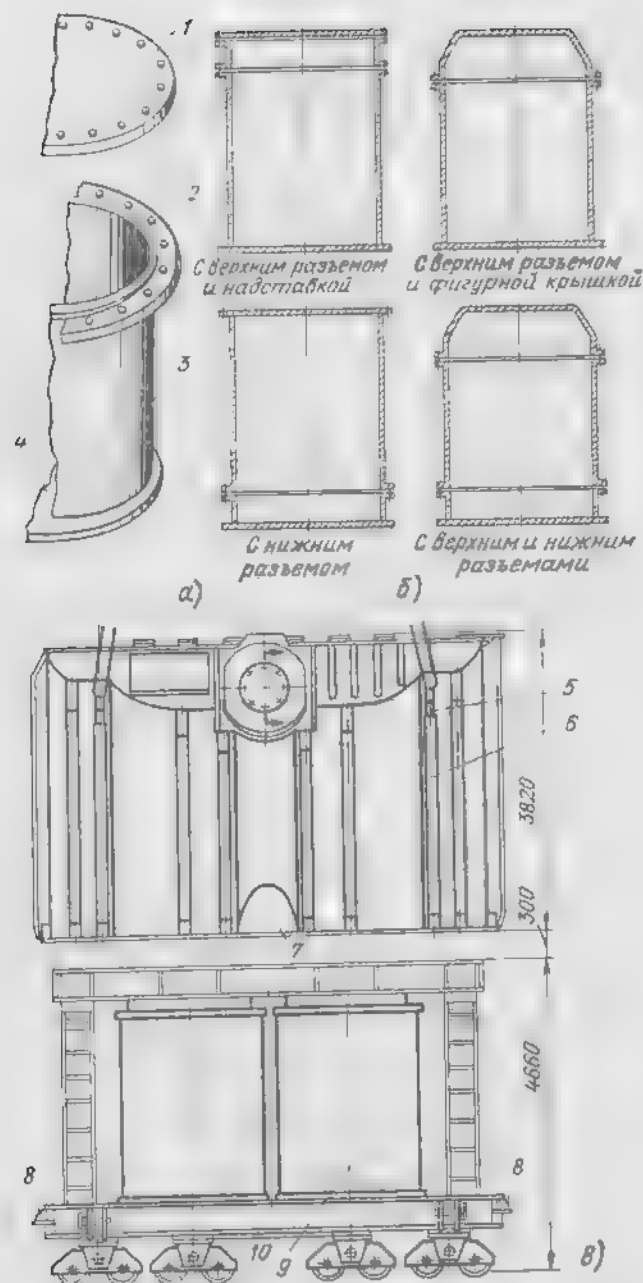


Рис. 12.1. Овальный бак (а), некоторые исполнения баков мощных трансформаторов (б), бак с каретками (в) и элементы, устанавливаемые на баке:

1 — крышка; 2 — рама; 3 — обечайка; 4 — дно; 5 — крюк для подъема съемной части бака; 6 — верхняя съемная часть бака; 7 — бак для трансформатора; 8 — бак для трансформатора; 9 — бак для трансформатора; 10 — бак для трансформатора.

бирать определенную толщину обечайки, дна и рамы. Баки трансформаторов III габарита и особенно более мощных трансформаторов усиливают поперечными или продольными балками из стального проката (швеллера, тавра, уголков). Механическую прочность бака и непроницаемость сварных швов испытывают избыточным давлением 30—50 кПа.

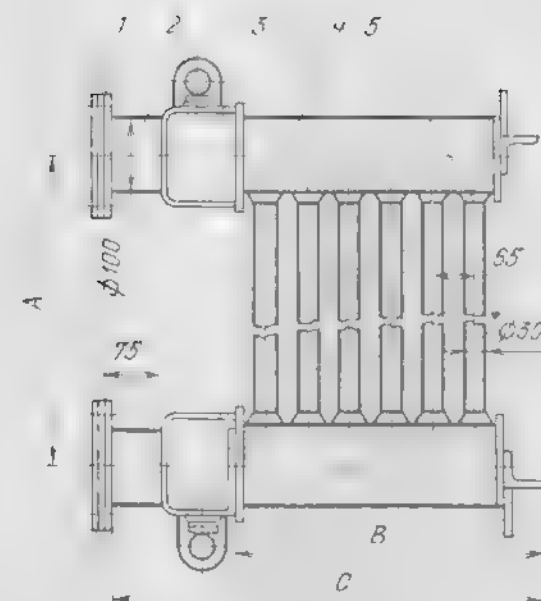


Рис. 12.2. Прямотрубный радиатор:
1 — фланец; 2 — патрубок; 3 — коллектор; 4 — коробка;
5 — труба

Для трансформаторов I—V габаритов применяют прямоугольные баки или баки овальной формы, больших габаритов — прямоугольные; с пространственным магнитопроводом — треугольные или круглые. Изготавливают их из листовой стали с помощью газо- и электросварки.

Баки трансформаторов герметичной конструкции изготавливаются с гофрированными стенками, что позволяет получить необходимую поверхность охлаждения и исключить расширители (рис. 12.1, б), поэтому у них нет контакта трансформаторного масла с окружающей средой, следовательно, нет и проблемы ухода за трансформаторным маслом. Это наиболее прогрессивная отечественная конструкция масляных трансформаторов I, II габаритов.

В трансформаторах небольшой мощности (25—40 кВ·А) абсолютная величина отводимых потерь в виде тепла сравнительно невелика, поэтому баки таких трансформаторов имеют гладкие стенки. В трансформаторах мощностью более 40 кВ·А (I—III габаритов) применяют навесные радиаторы с трубами овальной или круглой формы (рис. 12.2). Их крепят болтами к патрубкам бака, между фланцами которых ставят резиновую прокладку.

Вследствие разности плотностей горячего масла, поступающего из бака трансформатора в верхний коллектор радиатора, и холодного в нижней части радиатора оно непрерывно перемещается в радиаторе сверху вниз, отдавая на своем пути тепло стенкам труб, а те, в свою очередь, окружающей среде — воздуху.

Радиаторы, кроме трубчатых, бывают штампованные из листового материала. В настоящее время наиболее распространены унифицированные секционные радиаторы (см. рис. 10.3)

12.2. Системы охлаждения

12.2.1. ДУТЬЕВАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ

В трансформаторах мощностью более 10 МВ·А отвод тепла не обеспечивается поверхностью радиаторов при естественной циркуляции масла; поэтому у них радиаторы обдуваются вентиляторами (система охлаждения Д). Радиатор (рис. 12.3) состоит из нескольких рядов тонкостенных труб, собранных с помощью коробок, которые вварены в верхний и нижний коллекторы, присоединяемые патрубками с фланцами к стенке бака. Под радиатором на кронштейнах, прикрепленных к стенкам бака, установлены асинхронные электродвигатели с крыльчатками на валах. Поток воздуха, поступающий от крыльчаток, обдувает радиатор и значительно увеличивает теплосъем с его поверхности: каждый квадратный метр поверхности радиатора при обдуве способен отвести 750–850 Вт против 400–450 Вт без обдува. Число устанавливаемых радиаторов зависит от теплосъема каждого и от того количества тепла, которое нужно отвести от трансформатора.

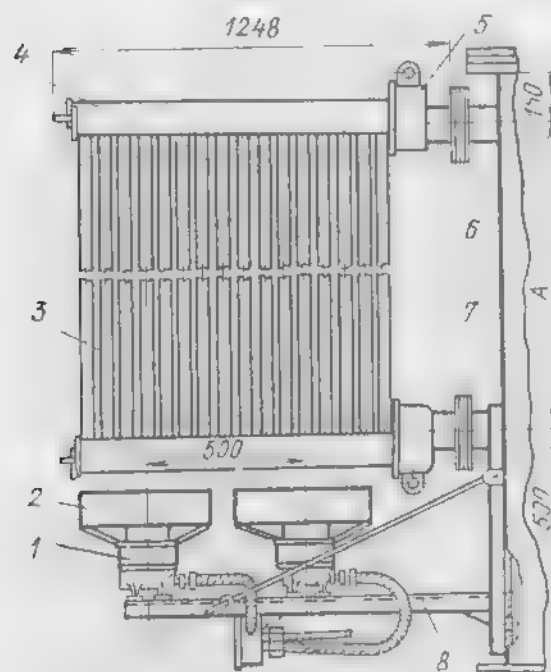


Рис. 12.3. Прямотрубный радиатор с обдувом вентиляторами: 1 — электродвигатели, 2 — крыльчатка, 3 — тонкостенная труба, 4 — коробка, 5 — коллектор, 6 — патрубок, 7 — стенка бака, 8 — кронштейн

В системе охлаждения Д для обдува каждого радиатора устанавливают по два осевых вентилятора серии МЦ-4 с трехфазными электродвигателями.

12.2.2. ДУТЬЕВАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ

Для трансформаторов мощностью 63 000 кВ·А и более, где дутьевое охлаждение не обеспечивает отвода тепла, применяют специальные охладители (рис. 12.4), у которых принудительная циркуляция масла сочетается с дутьем. Они обдуваются вентиляторами, расположенными один над другим. Охладитель представляет собой калорифер, состоящий из нескольких рядов ребренных труб, вваренных в верхнюю и нижнюю трубные доски. Вверху и внизу охладителей имеются камеры для масла. К патрубку верхней камеры присоединяют электронасос, а к патрубку нижней — струйное реле, с помощью которого контролируют циркуляцию масла в охладителе.

Электронасос забирает горячее масло из верхней части бака трансформатора и прогоняет его через охладитель. Охладившись, масло поступает в нижнюю часть бака. Интенсивная принудительная циркуляция масла достигается с помощью специальных центробежных герметичных электронасосов с встроенным асинхронным электродвигателем. В основном применяют электронасосы Т63/10 и ТТ63/10 с подачей 63 м³/ч и напором 10 м.

Охладители устанавливают на стенках бака или выносят на отдельные фундаменты и соединяют с баком трубами. При выносном исполнении их устанавливают на отдельном фундаменте вблизи трансформатора; при групповом — систему охлаждения комплектуют отдельными групповыми унифицированными

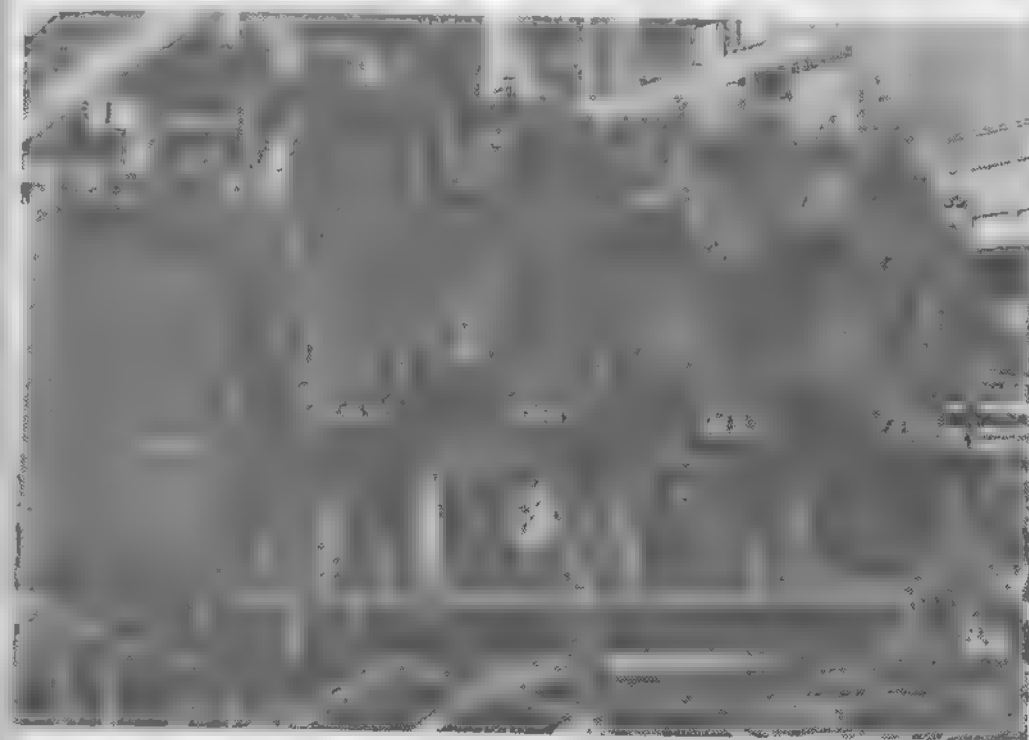


Рис. 12.4. Групповые охладительные устройства (ГОУ — 4) автотрансформатора АДЦТ — 667000/1150/500

охлаждающими устройствами, устанавливаемыми возле трансформатора на фундамент или рельсы.

Групповое охлаждающее устройство представляет собой единый агрегат, состоящий из трех и более параллельно соединенных самостоятельных устройств и шкафа управления, смонтированных на общей раме. Основанием рамы служат всасывающий и нагнетательный коллекторы устройства. Устройство оборудовано поворотными каретками, что позволяет устанавливать его на рельсы.

В настоящее время применяются в основном групповые устройства типов ГОУ-3 и ГОУ-4, состоящие соответственно из трех и четырех самостоятельных охлаждающих устройств.

12.2.3. ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ

Наиболее эффективный способ охлаждения мощных трансформаторов — водомасляная система II, где циркулируют принудительно масло и вода.

Такая система охлаждения применяется в трансформаторах мощностью 630 МВ·А и выше, на ГЭС в трансформаторах и меньшей мощности, а также в специальных трансформаторах электропечных, для питания анодных цепей, устанавливаемых на электровозах, где требуется снижение объема трансформатора и

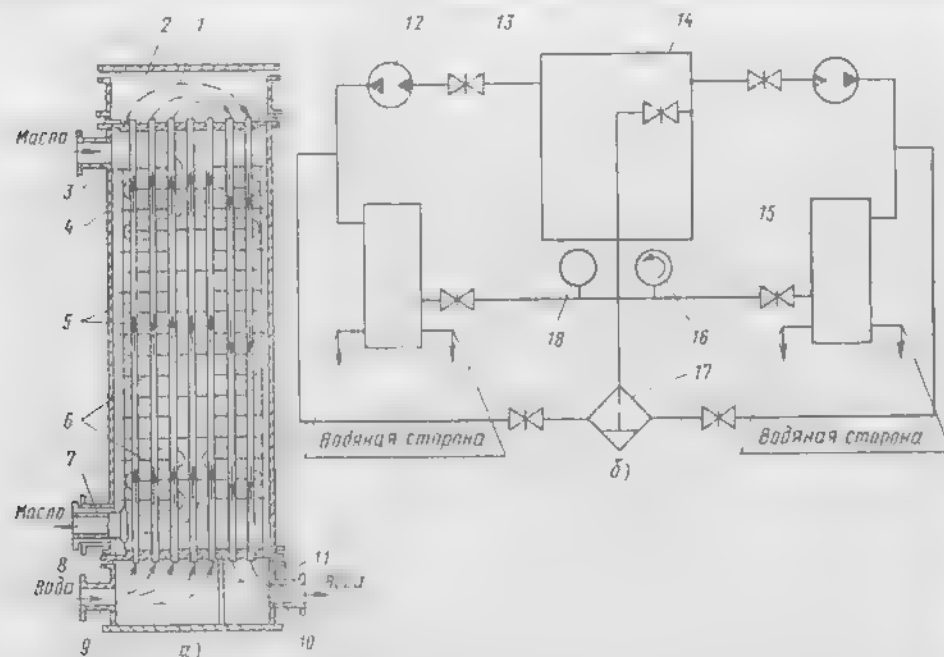


Рис. 12.5. Схема устройства трубчатого водяного маслоохладителя (а) и схемы системы охлаждения с двумя рабочими телами (б);

1 — верхняя водяная камера; 2 — верхняя трубная доска, 3 — входной патрубок для масла; 4 — корпус маслоохладителя; 5 — латунные трубы для воды; 6 — перегородки для направления движения масла; 7 — выходной патрубок для масла; 8 — нижняя трубная доска, 9 — входной патрубок для воды, 10 — входной патрубок для воздуха; 11 — пласмачающая камера с двумя отсеками; 12 — масляный электронагреватель; 13 — запорное устройство; 14 — бак дегрета; 15 — маслоохладитель; 16 — манометр электромеханический; 17 — двухпозиционный масляной стороны; 18 — адсорбер; 19 — термометр манометрический сигнализирующий масляной стороны

транспортируемой массы. В охладителях такой системы нагретое масло прогоняется насосом через охладительную колонку, омываемую водой, охлаждается в ней и поступает в нижнюю часть бака трансформатора.

Основным элементом системы охлаждения являются водомасляные охладители, имеющие масляные и водяные полости (рис. 12.5, а). Масляные полости соединены маслопроводом с баком трансформатора, а водяные — водопроводом с источником водоснабжения. Для предотвращения замерзания воды маслоохладители размещают, как правило, в помещении с положительной температурой воздуха. В южных районах страны, где среднегодовая температура воздуха не ниже $+10 \div +15^\circ \text{C}$, допускается наружная установка охладителей. В охладителях гидростатическое давление масла всегда должно превышать давление воды.

Система подачи воды в охладители должна обеспечить: требуемый расход воды через водяные полости охладителей, ограничение давления воды в полости до требуемых значений, возможность полного слива воды из охладителей.

Подачу воды в водяные полости охладителей осуществляют при помощи водяных центробежных насосов или самотеком. Давление воды на входе в охладитель обычно ограничивают при помощи дроссельных клапанов. На случай отказа дроссельного клапана на общих трубопроводах охладителей делают изгибы типа «утка» высотой, заданной расчетом. Для охлаждения применяют пресную и морскую воду с температурой не более 25°C , предварительно очищая ее от механических примесей.

Система циркуляции масла через охладители состоит из электронасосов типа Т или ТЭ, маслопроводов, запорной арматуры и контрольно-измерительных приборов. В маслопроводе устанавливают пластинчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и адсорбционные фильтры для регенерации масла.

Маслонасосы устанавливают перед охладителями. Это исключает подсос воздуха в охладители при нарушении их герметичности.

В настоящее время в основном применяют схемы охлаждения параллельным подключением электронасосов и маслоохладителей путем подсоединения их входных и выходных патрубков общим коллекторам. Такая схема подключения обеспечивает более надежную работу системы охлаждения, так как прекращение работы одного из насосов не вызывает выхода из строя хладителя. На выходе каждого маслонасоса устанавливают обратный клапан.

В схеме системы охлаждения типа Ц предусмотрен пусковой насос, предназначенный для создания циркуляции масла в трансформаторе без захода его в охладители. Это необходимо

для исключения попадания холодного масла в охладители и замерзания в них воды, а также облегчения работы рабочих маслонасосов в случае включения системы охлаждения в условиях низкой температуры при большой вязкости масла. Пусковой насос отключают после того, как температура масла достигнет $+15^{\circ}\text{C}$. В некоторых схемах роль пускового насоса выполняет один из рабочих маслонасосов.

При работе системы охлаждения горячее масло из верхней части бака трансформатора всасывается маслонасосами, прокачивается через масляные полости охладителей и поступает в нижнюю часть бака. Одновременно в водяные полости охладителя подается вода, которая охлаждает масло трансформатора.

В системах охлаждения трансформаторов применяют водомасляные охладители вертикальной и горизонтальной установки.

На рис. 12.5, б показана принципиальная схема охлаждения электропечного трансформаторного агрегата ЭТЦНК — 20000/35 (К указывает, что агрегат состоит из регулировочного автотрансформатора и электропечного трансформатора, размещенных в одном баке). Агрегаты оборудованы системой охлаждения с принудительной циркуляцией воды и масла. Система охлаждения состоит из двух комплектов маслоохладителей и насосов.

12.3. Защитные устройства

12.3.1. РАСШИРИТЕЛЬ

Расширитель служит для локализации (компенсации) колебаний уровня масла в трансформаторе при изменении температуры. Кроме того, он уменьшает площадь соприкосновения с воздухом открытой поверхности масла и, следовательно, защищает масло от преждевременного окисления кислородом. Расширитель представляет собой металлический сосуд в виде цилиндра, соединенный с баком трубопроводом.

Расширители устанавливают на трансформаторах мощностью 25 кВ·А и более. Объем расширителя должен быть таким, чтобы при всех режимах работы трансформатора от отключенного состояния до номинальной нагрузки и при колебаниях температуры окружающего воздуха от -45 до $+40^{\circ}\text{C}$ в нем было масло (обычно 8—10% объема масла, находящегося в трансформаторе).

Существуют герметизированные трансформаторы с азотной защитой, у которых пространство между поверхностью масла и верхней стенкой расширителя заполнено азотом.

На рис. 12.6 показан расширитель. При нагревании масло из бака трансформатора по маслопроводу, соединяющему его с патрубком, вытесняется в расширитель; при снижении температуры оно поступает обратно в бак. На торцевой стенке корпуса расширителя, изготовленного из листовой стали, установлен маслоуказатель и нанесены краской три горизонтальные черты

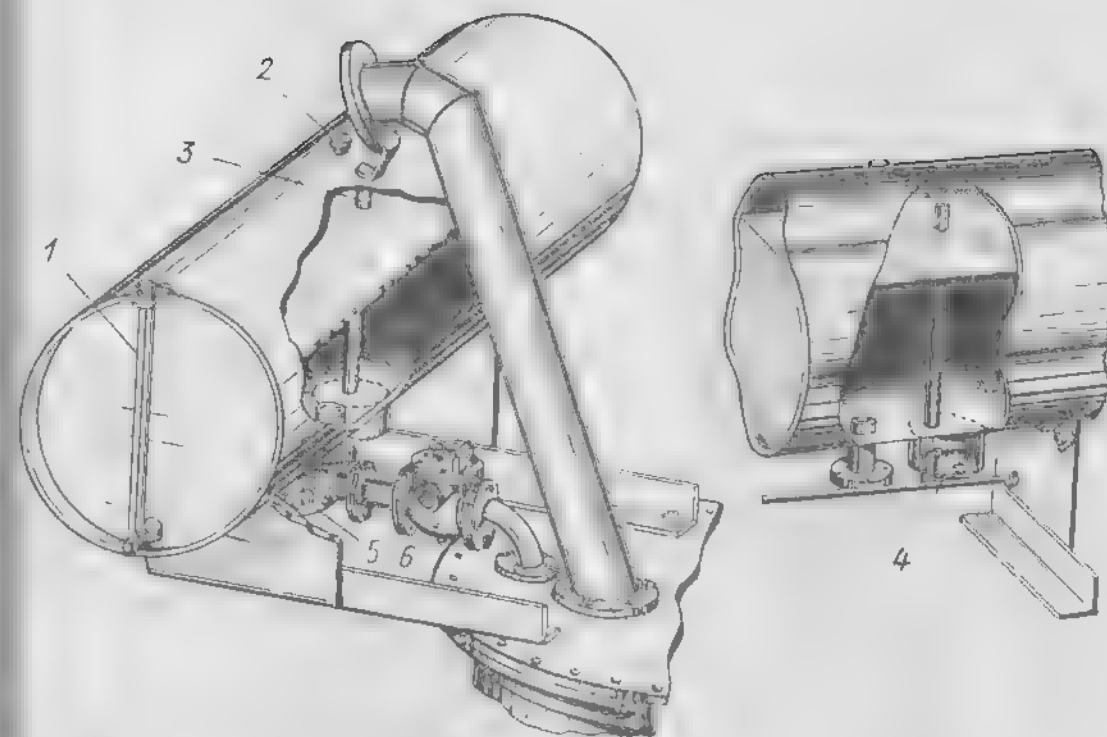


Рис. 12.6. Установка расширителя и выходной трубы: 1 — указатель уровня масла; 2 — пробка для заливки масла; 3 — труба для свободного обмена воздухом; 4 — грязеотстойник; 5 — кран для отсоединения расширителя; 6 — газовое реле

контрольными цифрами. -15 , $+15$ и $+40^{\circ}\text{C}$. Это означает, что в неработающем трансформаторе уровень масла, отмеченные черточками, должны соответствовать указанным температурам окружающего воздуха. Другая торцовая стенка корпуса крепится болтами на маслоуплотняющей прокладке. Разъем позволяет производить окраску внутренней поверхности расширителя.

Для сбора и удаления осадков и влаги со дна расширителя предназначен отстойник с отверстием, закрываемым пробкой, служащим также для слива масла из расширителя. Изменение в расширителе уровня масла, а следовательно, его объема компенсируется атмосферным воздухом, поступающим в расширитель из окружающей среды через осушитель. Отверстие с пробкой предназначено для заполнения расширителя маслом. Чтобы грязевые осадки и влага не попадали в трансформатор со дна расширителя, конец патрубка, соединяющего его с баком, выступает внутрь расширителя на 50—60 мм.

Расширитель устанавливают выше уровня крышки трансформатора с помощью опорных пластин, которые приварены к фланцам, закрепленным на крышке болтами.

12.3.2. ГАЗОВОЕ РЕЛЕ

Газовое реле предназначено для сигнализации и отключения трансформатора при всех видах внутреннего повреждения, связанного с выделением газа, а также при утечке масла из-за

неплотности. Такими повреждениями могут быть: разложение изолирующих материалов (масла, бумаги, дерева) под воздействием повышенной температуры отдельных мест, замыкание параллельных проводов или витков в обмотках; некачественное соединение отводов (пайка, крепление винтами, болтами); пробой изоляции; неисправность в магнитной системе, остоле.

По конструктивному признаку различают два вида газового реле: поплавковое и чашечное. Работа поплавкового основана на всплывании и опускании металлических поплавков, чашечного — на всплывании и погружении чашечек с маслом. В последние годы на трансформаторах в основном устанавливают поплавковые газовые реле Бухгольца (рис. 12.7) производства ГДР.

Реле состоит из корпуса с фланцами для подсоединения к трубопроводу и смотровыми окнами со шкалой и пробкой для спуска масла; крышки с внутренним механизмом, который крепится болтами к корпусу на прокладке для обеспечения герметичности. На крышке размещены встроенный блок, кран для отбора пробы газа для анализа, по которому судят о характере повреждения, зажимы для подключения электропроводки и другие вспомогательные детали.

В блок входят следующие основные рабочие механизмы и элементы управления: верхний поплавок с присоединенным к нему магнитом; герметизированный магнитно-управляемый контакт геркон (герметизированный контакт); нижний поплавок с присоединенным к нему магнитом, геркон; подпорный клапан; постоянный магнит, укрепленный на пластине, и гибкие провода,

идущие от герконов и подсоединенные к контактным болтам, которые выходят на коробку зажимов, установленную на крышке.

Нормально реле заполнено маслом и оба поплавка находятся в верхнем положении. При утечке понижается уровень масла в корпусе и одновременно опускается верхний поплавок; прикрепленный к нему магнит, проходя рядом с герконом, замыкает его контакты, включающие цепь предупредительной сигнализации (звонок, сирена).

Если уровень масла после сигнала продолжает понижаться, то начинает опускаться нижний поплавок; в предельном нижнем положении его магнит вызывает срабатывание контактов геркона, замыкая цепь отключения трансформатора.

В случае внутреннего повреждения трансформатора со слабым газообразованием газ в баке поднимается вверх, попадает через трубопровод в реле и вытесняет из него масло, при этом верхний поплавок опускается и замыкает сигнальные контакты. Однако нижний поплавок свое положение не меняет, поскольку газ при уровне масла, достигшем верхнего края стенки трубы, выйдет по трубопроводу в расширитель, поэтому нижняя поплавковая система работать не будет — трансформатор не будет отключен. При значительных внутренних повреждениях с бурным выделением газа происходит выброс масла с большой скоростью через реле в расширитель. Под воздействием потока масла подпорный клапан, удерживаемый до этого магнитом, отбросится по направлению потока, при этом нижний магнит приблизится к геркону, замкнет его контакты, и трансформатор отключится. Время срабатывания реле обычно 0,1 с. Реле можно настроить на срабатывание регулировкой зазора между магнитом и подпорным клапаном при скоростях потока масла от 0,65 до 150 м/с. На трансформаторах мощностью от 1 до 10 МВ·А устанавливают одно- и двухпоплавковые газовые реле Бухгольца, а на трансформаторах большей мощности — двухпоплавковые.

12.3.3. ВЫХЛОПНАЯ ТРУБА

Повреждение внутри трансформатора, сопровождаемое электрической дугой, приводит к интенсивному разложению масла с образованием большого количества газа и, как следствие, резкому повышению давления внутри бака, при этом может разорваться бак и возникнуть пожар. Для локализации давления внутри бака на крышке трансформатора устанавливают выхлопную (предохранительную) трубу (рис. 12.8), которая состоит из корпуса, изготовленного из листовой стали, диафрагмы, фланца для крепления к крышке бака трансформатора и фланца для подсоединения трубы к верхней части расширителя. В диафрагму вводят фланцы (приваренные к стенке трубы) и резиновые прокладки, уплотняющие стеклянный диск, который установлен

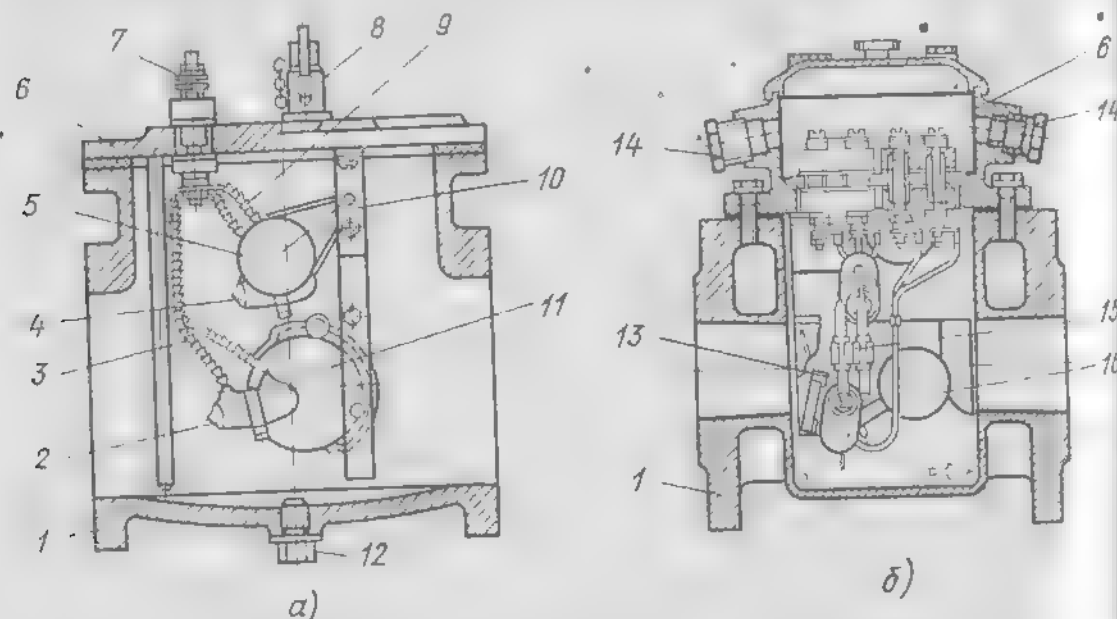


Рис. 12.7. Газовые поплавковые реле ПГ-22 (а) и реле Бухгольца (б):

1 — корпус; 2 — стеклянная колбочка; 3 — цепь отключения; 4 — стеклянная колбочка; 5 — поплавок; 6 — крышка; 7 — зажим; 8 — кран; 9 — цепь сигнализации; 10 — рамка крепления; 11 — поплавок; 12 — пробка; 13 — элемент; 14 — штуцер; 15 — геркон; 16 — нижний поплавок

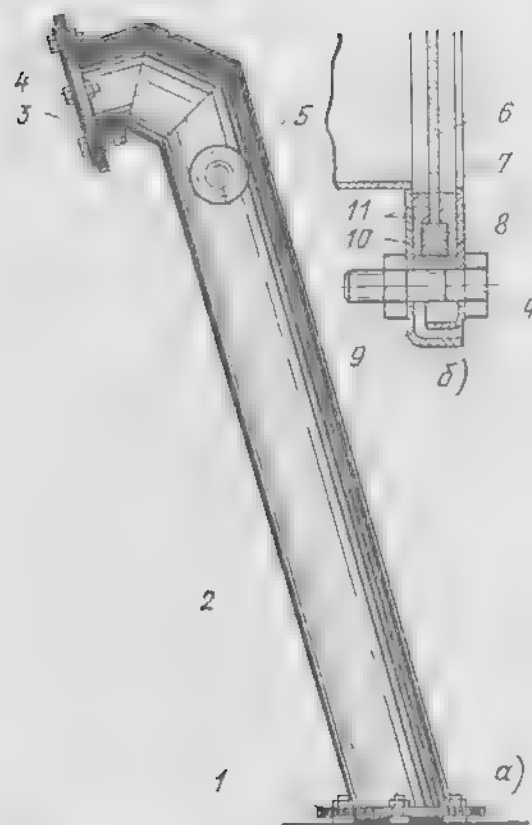


Рис. 12.8. Выхлопная труба (а) и устройство диафрагмы: 1 — фланец крепления; 2 — корпус; 3 — диафрагма; 4 — болт; 5 — фланец при соединения; 6 — стеклянный диск; 7 — фланец прижима; 8 — упорное кольцо; 9 — фланец опорный; 10 — прокладка торцовая; 11 — прокладка прижимная

между фланцами, скрепленными болтами. Для фиксации мест установки прокладок служит упорное кольцо.

Нижний конец трубы сообщается с баком через отверстие в крышке. При повышении давления внутри бака стекло ломается и газы вместе с маслом выбрасываются наружу. На трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше устанавливают выхлопную трубу; на мощных трансформаторах и трансформаторах с пламенной защитой вместо выхлопной трубы ставят предохранительный клапан.

12.3.4. ТЕРМОСИФОННЫЙ ФИЛЬТР

Масляные трансформаторы мощностью 1 МВ·А и более должны иметь термосифонный фильтр (ГОСТ 11677—85 при системах охлаждения видов М и Д).

Термосифонные фильтры применяют для непрерывной автоматической регенерации масла в трансформаторе с целью удлинения срока службы трансформаторного масла — замедления его старения.

Фильтр устанавливается на баке трансформатора при помощи двух своих патрубков, которыми он присоединяется к плоским кранам, установленным на патрубках бака трансформатора. Патрубки фильтра приварены к стальным трубам с условным проходом 80 мм. Термосифонный фильтр заполняется поглощающим веществом — сорбентом. Вследствие разности температур

масла в баке работающего трансформатора и находящегося в термосифонном фильтре возникает конвекционная циркуляция масла через фильтр сверху вниз. Омываемый маслом сорбент отбирает из масла влагу, шлам, кислоты и перекисные соединения, образующиеся в процессе старения масла и твердой изоляции трансформатора.

Циркуляция масла через термосифонный фильтр подтверждается несколько большим нагревом верхней части фильтра по сравнению с его нижней частью.

В качестве сорбента применяется силикагель марки КСК. Размер зерен 2—7 мм. Изготавливаемые фильтры вмещают 4; 6; 10; 50; 100 и 150 кг силикагеля. На трансформаторе устанавливают один или несколько фильтров. Выбор емкости фильтра и их числа производят в зависимости от массы масла в трансформаторе: масса силикагеля в фильтре должна составлять 0,8—1,25% массы всего масла трансформатора при напыльной массе силикагеля 500 кг/м³.

Одна из конструкций термосифонного фильтра (рис. 12.9) представляет собой стальной цилиндр, к нижней и верхней частям которого приварены колпачки с цилиндрами меньшего диаметра и патрубками для присоединения фильтра к трансформатору. В нижней части корпуса помещена решетка с лежащей на ней стальной сеткой, препятствующей уносу зерен силикагеля потоком масла в бак трансформатора. На решетке и сетке лежит масса засыпанного в цилиндр силикагеля. Засыпку силикагеля производят через крышку наверху корпуса. Заполнение фильтра маслом перед его включением в работу должно производиться снизу. В нижней части корпуса имеется отстойник со спускной пробкой.

12.3.5. ВОЗДУХОосушитель

Воздухоосушитель предназначен для поглощения влаги из воздуха, поступающего в расширитель, и в трансформаторах I и II габаритов встроен непосредственно в расширитель (рис. 12.10).

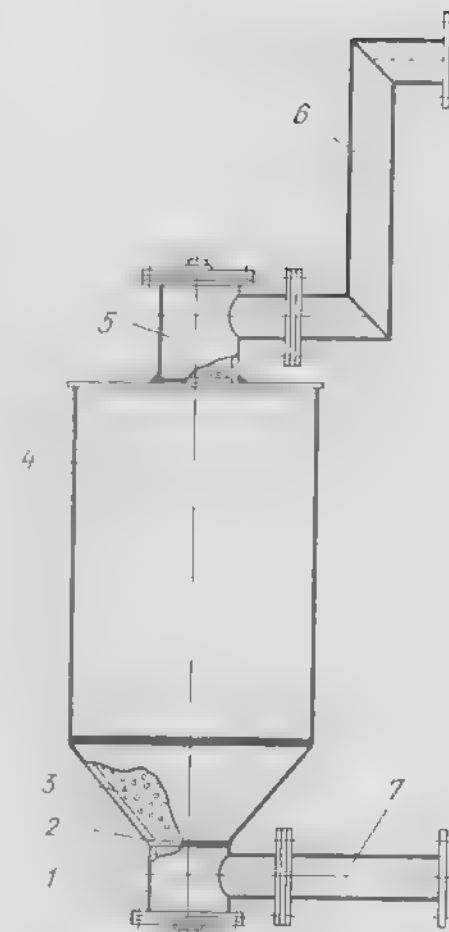


Рис. 12.9. Термосифонный фильтр: 1 — бункер; 2 — решетка с сетками; 3 — силикагель; 4 — корпус; 5 — бункер загрузочный; 6, 7 — патрубки

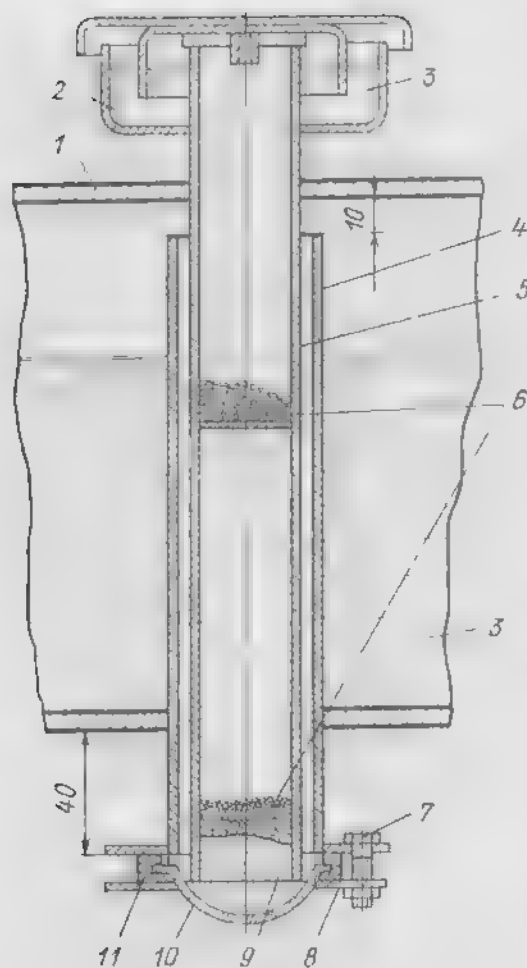


Рис. 12.10. Воздухоосушитель, встроенный в расширитель:

1 — крышка; 2 — трубка; 3 — трубка; 4 — сетчатый патрон; 5 — крышка; 6 — стекло; 7 — сетка; 8 — отверстие в затворе; 9 — трубка; 10 — пробка уровня; 11 — масло; 12 — затвор; 13 — пробка для слива

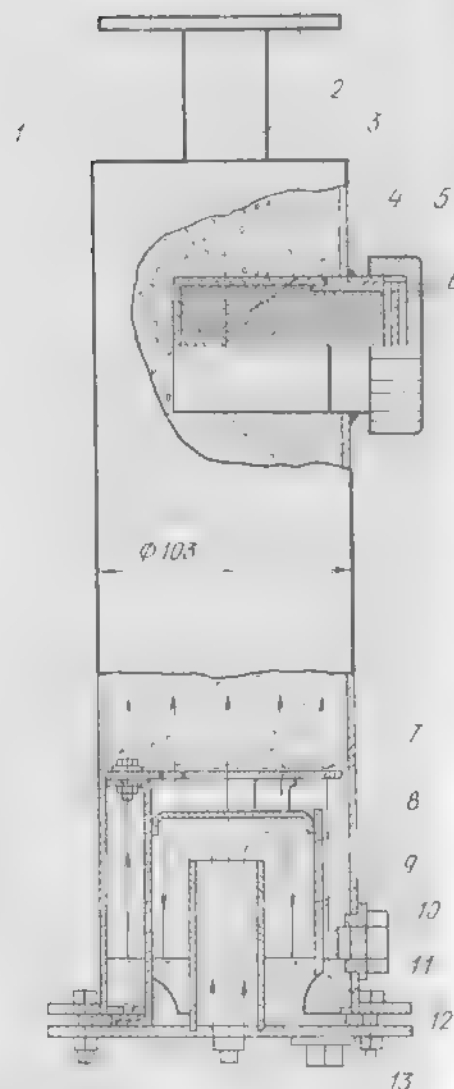


Рис. 12.11. Воздухоосушитель:

1 — крышка; 2 — трубка; 3 — трубка; 4 — сетчатый патрон; 5 — крышка; 6 — стекло; 7 — сетка; 8 — отверстие в затворе; 9 — трубка; 10 — пробка уровня; 11 — масло; 12 — затвор; 13 — пробка для слива

Внутренняя трубка такого воздухоосушителя вставлена в отверстие верхней части расширителя и приварена маслоплотным швом к его стенке, наружная трубка установлена диаметрально противоположно внутренней. К наружной трубке прикреплен прижимными фланцами и болтами на резиновой прокладке колпак из органического стекла.

Колпак и нижнюю часть внутренней трубки заполняют индикаторным силикагелем, а верхнюю — силикагелем или цеолитом до уровня, не превышающего максимальный уровень масла в расширителе. При изменении температуры и уменьшении объема масла в расширителе из атмосферы через масляный затвор в внутреннюю трубку, силикагель, индикаторный силикагель и наружную трубку поступает в верхнюю полость расширителя

воздух. При увеличении объема масла воздух идет по этому пути в обратном направлении. Об увлажненности силикагеля судят по изменению цвета индикаторного силикагеля с голубого на розовый.

Воздухоосушитель, устанавливаемый на расширителях трансформаторов III габарита и выше, состоит из металлического корпуса (рис. 12.11) цилиндрической формы, заполненного силикагелем, решеткой с сеткой, сетчатого патрона, заполненного индикаторным силикагелем и закрытого крышкой со смотровым стеклом (рис. 12.11). В нижнюю часть воздухоосушителя вмонтирован масляный затвор, работающий по принципу сообщающихся сосудов и служащий для предохранения силикагеля от постоянного соприкосновения с воздухом и очистки воздуха от механических примесей (проходя через масло, они оседают в нем). Масляный затвор имеет несколько отверстий с пробками: для слива отработанного масла, для слива масла до нормального уровня в затворе и отверстие для заливки трансформаторного масла (не показанное на рисунке).

Когда уровень масла в расширителе понижается, его объем пополняется воздухом: он проходит через трубку, приваренную к дну масляного затвора, затем через слои трансформаторного масла, отверстие в стенке затвора, через решетку с сеткой и слой силикагеля, отбирающего у воздуха влагу. Далее по патрубку и трубе сухой воздух попадает в расширитель. При увеличении объема масла в расширителе воздух идет в обратном направлении. Для контроля за уровнем масла воздухоосушители имеют маслоуказатель (на рисунке не показан).

12.3.6. ПРОБИВНОЙ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ

При повреждении внутри трансформатора, например пробое изоляции между обмотками или отводами, цепь обмотки ВН может соединиться с токоведущей частью обмотки НН, при этом сторона низшего напряжения окажется под высоким напряжением, опасным для обслуживающего персонала и аппаратуры. Во избежание появления высокого потенциала на стороне НН у трансформаторов с низшим напряжением до 690 В устанавливают пробивной предохранитель, состоящий из фарфоровых головок и корпуса и заключенной между ними контактной системы — цокольного и центрального контактов. Схема включения действия пробивного предохранителя при пробое изоляции между обмотками показана на рис. 12.12. Контакты разделены тонкой прокладкой с отверстиями, образующими воздушные (искровые) промежутки. Головка и корпус вместе с контактной системой скреплены между собой с помощью резьбы на цокольной части.

Центральный контакт соединяют с вводом нейтрали обмотки НН при схеме «звезда» или линейным вводом при схеме «тре-

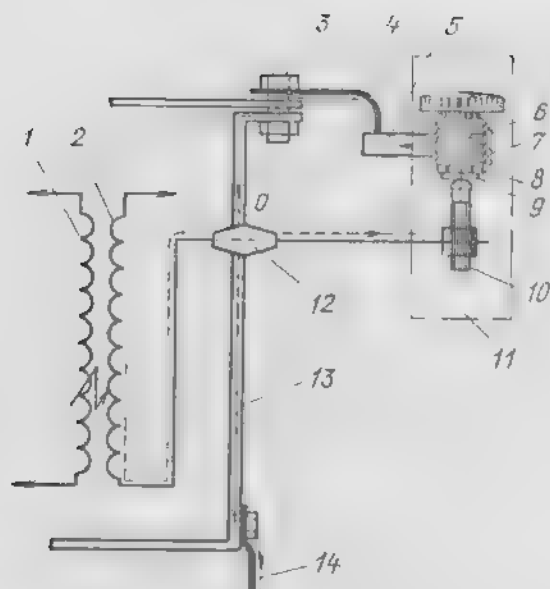


Рис. 12.12. Схема включения и действия пробивного предохранителя:

1 — обмотка ВН, 2 — обмотка НН, 3 — болт крепления, 4 — перемычка, 5 — скоба предохранителя; 6 — верхняя часть контактной головки; 7 — цокольный контакт; 8 — слюдяная прокладка; 9 — нижняя часть контактной головки; 10 — центральный контакт, 11 — пробивной предохранитель, 12 — ввод нейтрали, 13 — стенка бака; 14 — заземляющая перемычка бака

угольник», цокольный контакт — скобой с заземленным баком (крышкой). При появлении на стороне НН опасного напряжения воздушные промежутки слюдяной прокладки пробиваются электрической дугой, через которую обмотка НН соединяется с землей и таким образом приобретает потенциал, равный нулю.

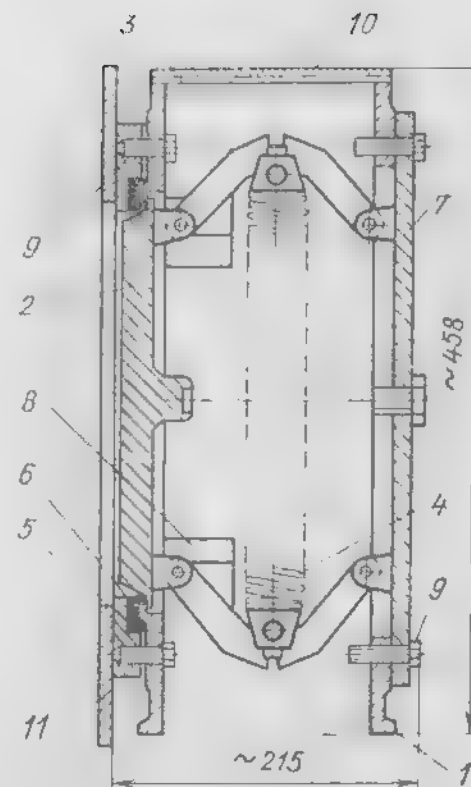
12.3.7. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН

За рубежом и в нашей стране начинает широко внедряться конструкция механических предохранительных клапанов вместо выхлопных (предохранительных) труб. Выхлопные трубы обычно устанавливают на крышке трансформатора, а предохранительные клапаны устанавливают чаще всего на верхней части стенки бака. Эти клапаны рассчитаны на давление $8 \cdot 10^4 \pm 12 \cdot 10^3$ Па, при котором начинается их срабатывание (открытие), и давление $35 \cdot 10^3$ Па, при котором начинается их закрытие. Обычно время срабатывания предохранительного клапана, т. е. разница во времени от момента достижения в баке давления $8 \cdot 10^4$ Па до момента начала движения уплотнительного диска, равно примерно 0,05 с.

Принцип работы клапана показан на рис. 12.13. Возникающее в баке давление заставляет уплотнительный диск перемещаться по направляющим и через систему рычагов растягивать пружины. Масло через нижнее отверстие корпуса устремляется из бака. После сброса давления в баке трансформатора система рычагов и пружин возвращает уплотнительный диск на свое прежнее место, прижимая его к резиновой манжете. Предохранительный клапан установлен в верхней части стенки бака на фланце и закреплен на нем при помощи болтов. Регулирование пружин предохранительного клапана осуществляется подкладкой специальных шайб под пружины. Чтобы, не снимая клапана с

Рис. 12.13. Крепление предохранительного клапана:

1 — корпус, 2 — уплотнительный диск; 3 — рычаг; 4 — система пружин, 5 — фланец бака, 6 — резиновая манжета; 7 — боковая крышка; 8 — направляющая; 9 — крепящие болты; 10 — крышка верхняя; 11 — стенка бака



трансформатора, произвести его регулирование и осмотр, снимают крышку, так как крышка всегда находится под давлением.

Число клапанов, устанавливаемых на трансформаторе, обычно бывает более двух, а высота их установки не ниже 2—3 м от максимального уровня масла в расширителе.

12.3.8. ТЕРМОМЕТРИЧЕСКИЙ СИГНАЛИЗАТОР

Температуру масла в трансформаторах мощностью 630 кВ·А и менее контролируют стеклянным термометром, в трансформаторах большей мощности — манометрическими термометрами ТСМ—100 или ТКП—160 Сг (конденсационный, показывающий, сигнализирующий). Принцип их действия основан на строгой зависимости давления насыщенных паров заполнителя термосистемы (капилляра баллона) от температуры измеряемой среды (масла).

При повышении температуры давление паров в термобаллоне, соединенном с корпусом капиллярной трубкой, увеличивается, при этом специальное устройство в корпусе термосигнализатора действует на стрелку, которая показывает на шкале температуру масла. При достижении предельно допустимой температуры контактная система прибора замыкает цепь тока на сигнал. Дальнейшее увеличение температуры приводит к замыканию контактов цепи отключения трансформатора. Термобаллон устанавливают в специальную гильзу, пропущенную внутрь бака и закрепленную на крышке, корпус прибора крепят на стенке бака.

Стрелочный маслоуказатель используют для контроля уровня масла в расширителе и замыкания электрической цепи сигнализации при минимальном уровне масла. Его устанавливают на торцевой стенке расширителя силовых трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более.

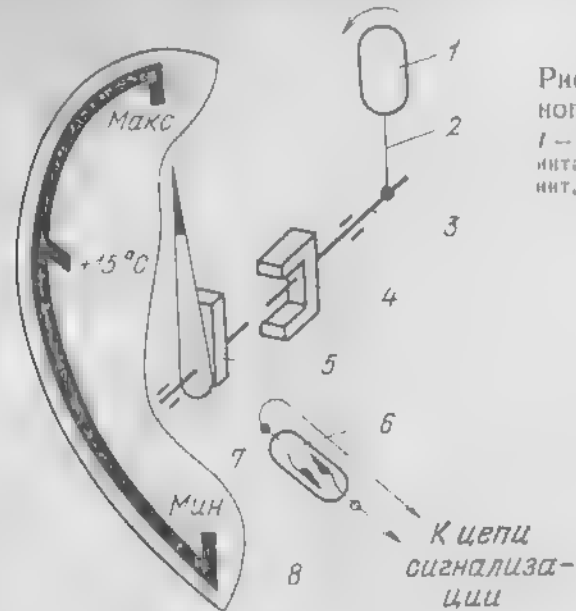


Рис. 12.14. Устройство стрелочного маслоуказателя:

1 — поплавок; 2 — рычаг; 3 — ось магнита; 4 — магнит; 5 — управляемый магнит; 6 — геркон; 7 — стрелка; 8 — шкала

Стрелочные маслоуказатели бывают двух типов: МС-1 и МС-2 (поплавковые). Устройство маслоуказателя МС-2 показано на рис. 12.14. Поплавок, жестко скрепленный рычагом под углом 90° с осью силового магнита, находится в масле расширителя. Стрелка имеет свою ось и плоский управляемый магнит геркона. При изменении уровня масла поплавок, следуя за ним, поворачивает ось вместе с закрепленным на ней силовым магнитом, при этом вследствие взаимодействия двух магнитов поворачивается на тот же угол и стрелка, указывая на шкале уровень масла (максимальный, минимальный и при 15°C окружающего воздуха).

При минимальном уровне масла магнит (вместе со стрелкой) приблизится к геркону и, замыкая его контакт, включит цепь сигнализации. Вращательное движение от силового магнита передается стрелке с магнитом через установленную между ними герметичную алюминиевую стенку корпуса.

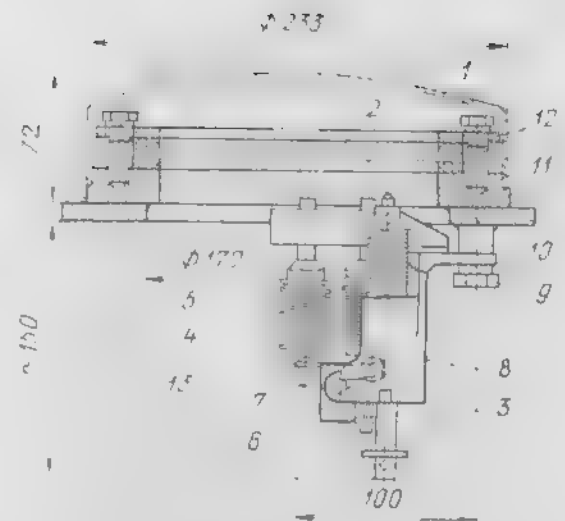
Маслоуказатель МС-1 отличается от МС-2 тем, что рычаг поплавка расположен вдоль расширителя и силовой магнит получает вращение с помощью конической передачи.

12.3.10. РЕЛЕ ДАВЛЕНИЯ

Герметизированные масляные трансформаторы с азотной защитой без расширителя должны быть снабжены защитным

Рис. 12.15. Установка реле давления.

1 — предохранительный колпак; 2 — стеклянная диафрагма (листка); 3 — боек; 4 — пружина; 5 — сильфон; 6 — защелка; 7 — ось; 8 — корпус; 9 — крепящий болт; 10 — бобышка; 11 — фланец; 12 — шайбы уплотняющие резиновые; 13 — пластина



устройством, срабатывающим при повышении внутреннего давления сверх $7,5 \cdot 10^4$ Па (ГОСТ 11677-85). Это устройство обеспечивает выход газов из трансформатора при внутренних повреждениях, вызывающих опасное образование газов и повышение давления внутри трансформатора.

Реле (рис. 12.15) смонтировано на внутренней стороне крышки бака трансформатора, на специально приваренных для этой цели двух бобышках, и прикреплено к ней двумя болтами. Основными элементами реле являются ударный механизм и стеклянная диафрагма. Ударный механизм состоит из корпуса, двух сильфонов, бойка с надетой на него рабочей пружиной и защелки.

Газ, образующийся в трансформаторе в результате внутренних повреждений, давит на сильфоны. При достижении давления $7,5 \cdot 10^4$ Па сильфоны сжимаются и увлекают за собой пластину, которая поворачивает ось и тем самым освобождает защелку. Рабочая пружина, разжимаясь, с силой направляет боек вверх. Головка бойка разбивает стеклянную диафрагму, и скопившиеся в трансформаторе газы выходят наружу.

Диафрагма изготовлена из стекла толщиной 4 мм и способна выдержать давление $1 \cdot 10^5$ Па. Она укреплена на приваренном к крышке фланце при помощи шести болтов М10. Прокладками между фланцем и диафрагмой служат резиновые шайбы. Диафрагма защищена от попадания на нее посторонних предметов колпаком, который раскернивается в трех местах по окружности. Выхлопом газов этот колпак сбрасывается. На время транспортирования стеклянную диафрагму снимают и заменяют стальной заглушкой.

12.4. Устройство управления и контроля системы охлаждения

Управление работой системы охлаждения осуществляется автоматически. Охлаждающие устройства в системах охлаждения мощных трансформаторов разбиты на несколько групп, кото-

реле последовательно включаются в работу в зависимости от изменения условий работы трансформаторов, что позволяет уменьшить расход электроэнергии и износ подшипников электродвигателей. Электрическая схема управления системой охлаждения ДЦ должна обеспечивать:

1. Автоматическое включение основной группы охлаждающих устройств одновременно с включением трансформатора на номинальное напряжение в режиме ХХ.

2. Автоматическое включение первой дополнительной группы при повышении нагрузки трансформатора свыше 40% номинальной.

3. Автоматическое включение второй дополнительной группы при повышении нагрузки трансформатора свыше 75% номинальной.

4. Автоматическое отключение охлаждающих устройств при указанном выше изменении нагрузки и отключении трансформатора.

5. Автоматическое включение резервного охладителя вместо вышедшего из строя в результате аварии рабочего.

6. Автоматическое включение резервного питания при недопустимом снижении или исчезновении напряжения в основной питающей цепи, а также обратное переключение в основную цепь при восстановлении в ней допустимого напряжения.

7. Возможность ручного управления каждым охладителем.

8. Сигнализацию на щит управления о прекращении работы системы охлаждения, о включении в работу резервного охладителя, о включении резервного питания.

9. Защиту электродвигателей от токов КЗ, перегрузок и работы на двух фазах.

Заводами выпускаются несколько типоразмеров шкафов управления типа ШАОТ — ДЦ:

основной шкаф для одного резервного охладителя, двух охладителей основной группы и одного охладителя дополнительной группы;

основной шкаф для одного резервного охладителя, одного охладителя основной группы и одного охладителя дополнительной группы;

дополнительные шкафы соответственно для двух, трех и четырех рабочих охладителей.

Систему охлаждения мощного силового трансформатора комплектуют одним или несколькими шкафами, обеспечивающими заданный режим работы.

Электрическая схема управления системой охлаждения ДЦ должна обеспечивать автоматическое включение электронасосов и сигнализации.

Для автоматического управления работой системы охлаждения автоматические выключатели необходимо установить в поло-

жение «Включено», а универсальные переключатели — в положение «Автоматическое».

В случае включения трансформатора при температуре масла в нем ниже 15° С включается только пусковой насос, рабочие насосы не включаются благодаря наличию нормально открытых контактов пускового реле в их пусковой цепи.

При повышении температуры масла более 15° С замыкаются контакты термосигнализатора, срабатывает пусковое реле, включаются пусковые цепи рабочих маслоснасосов и одновременно разрываются цепи питания пускового насоса. Одновременно с пуском реле срабатывает реле открывания задвижек, которое с выдержкой времени включает электрическую цепь открытия задвижек по воде. При понижении температуры масла ниже 15° С вначале срабатывает электрическая цепь закрытия задвижек по воде, а затем цепь отключения рабочих охладителей и включения пускового насоса.

Аппаратура управления работой системы охлаждения располагается в шкафах типа ШАОТ—Ц или ШАОТ—ЭЦ.

Кроме того, крупные трансформаторы имеют релейную защиту.

Релейная защита служит для быстрого автоматического отключения трансформаторов при различных КЗ в обмотках, отводах, на вводах; при перегрузках, превышении напряжения сверх допустимого и т. п. Задержка в отключении, измеряемая долями секунды, может усугубить повреждение или разрушить трансформатор. Релейная защита представляет собой целый комплекс различных реле, автоматов, трансформаторов тока и напряжений и других устройств, включаемых в специальные схемы.

Реле, будучи основным органом защиты, реагирует на изменение токов и напряжений защищаемого трансформатора (объекта). Так как токовые реле изготавливают на номинальные токи 5 и 10 А, то их включают через трансформаторы тока, поэтому силовые трансформаторы должны иметь встроенные трансформаторы тока, которые помещают в переходные фланцы вводов напряжением 35, 110 кВ и более, установленных на крышках.

Контрольные вопросы

1. Конструкции баков.
2. Системы охлаждения, их характеристика.
3. Защитные устройства, их назначение.
4. Управление системами охлаждения.

КОМПЛЕКТНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

В комплект трансформатора входят его составные части. Перечни съемных и комплектующих составных частей и деталей указываются в стандартах или технических условиях на конкретные типы и группы трансформаторов.

К комплекту трансформатора прикладывается следующая техническая документация:

- паспорт трансформатора;
- паспорта комплектующих трансформатор изделий;
- необходимый инструктивный материал о правилах транспортирования, разгрузки, хранения, монтажа и ввода в эксплуатацию;

чертежи важнейших составных частей, если это предусмотрено в стандартах или технических условиях на конкретные типы и группы трансформаторов.

Паспорта должны быть по 1 экз. на трансформатор

Остальная документация должны быть также по 1 экз. на партию, отправляемую в один адрес, и, сверх того, должна высылаться потребителю по его запросу

Паспорт трансформатора должен содержать следующие данные:

- общие сведения об изделии с указанием, в частности, типа, заводского номера, номинальных мощности, частоты, напряжения, тока, климатического исполнения, категории размещения и вида охлаждения трансформатора;

- основные технические данные и характеристики;

- комплектность;

- свидетельство о приемке с указанием обозначения стандарта или технических условий на трансформатор;

- сведения о консервации и упаковке;

- гарантийные обязательства;

- бланк для сведений о рекламациях.

Основные технические данные и характеристики в паспорте трансформатора должны содержать:

- данные приемо-сдаточных испытаний, необходимые для ввода в эксплуатацию трансформатора;

- напряжения короткого замыкания на основном и крайних ответвлениях;

- мощность трансформатора при отключенном дутье для трансформаторов с охлаждением Д;

- наибольший длительно допускаемый ток в общей обмотке для автотрансформаторов;

- потери ХХ для всех трансформаторов;

- потери КЗ на основном ответвлении во всех парных режимах

- потери и напряжения КЗ для крайних ступеней — для трансформаторов с РПН;

- напряжения КЗ всех пар частей расщепленных обмоток и пар из части расщепленной обмотки и каждой из нерасщепленных обмоток на основном ответвлении для трансформатора с расщепленными обмотками;

- ток ХХ; сопротивление обмоток постоянному току;

- указание об облегченной изоляции — для трансформаторов классов напряжения 15 кВ и ниже с облегченной изоляцией;

- расчетную тепловую постоянную времени трансформатора;

- сопротивление нулевой последовательности — для трансформаторов мощностью до 6,3 МВ·А включительно;

- значения температуры, при которой измерялись сопротивление обмоток постоянному току, а также сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции трансформатора;

- обозначение стандарта или технических условий и пробивное напряжение масла, примененного при испытаниях, и масла, залитого в бак трансформатора; для трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше должен быть также указан тангенс угла диэлектрических потерь масла при 90° С;

- максимальные нагрузочные потери для трехобмоточных автотрансформаторов;

- другие данные по усмотрению предприятия-изготовителя.

Контрольные вопросы

1. Что входит в комплект трансформатора?
2. Что такое паспорт трансформатора?

ВВОДЫ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

14.1. Конструкции вводов классов напряжения до 35 кВ

Вводы представляют собой фарфоровые изоляторы, через внутреннюю полость которых проходит токоведущий стержень, и служат для вывода концов обмоток из трансформаторов наружу для подключения их к сети. Вводы устанавливаются на крышке бака — на боковой стенке бака. Внутри трансформатора ввод соединяют с обмоткой, а снаружи — с электросетью.

Внешняя конфигурация и размеры вводов зависят от класса напряжения, рода установки и значения тока. Вводы для внутренней установки имеют гладкую поверхность, для наружной установки (работающие в тяжелых атмосферных условиях — под дождем, снегом, в загрязненном воздухе) отличаются более развитой наружной поверхностью (наличие зонтообразных ребер), в результате чего увеличиваются путь поверхностного разряда по фарфору и электрическая прочность ввода.

Исходя из допускаемой плотности тока в токоведущем стержне ($2-4 \text{ А/мм}^2$), определяемой его нагревом, и размера фарфорового изолятора, зависящего от класса напряжения, вводы на большие номинальные токи и напряжения имеют и большие размеры и массу. Для облегчения токоведущие стержни вводов 35 кВ и меньше, на токи 4000 А и больше выполняют полыми (из медных труб).

Вводы изготовляют на номинальные напряжения 0,5; 1; 6; 10; 15; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750 кВ и выше и токи 100; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 4000 А и более.

На номинальные напряжения от 0,5 до 35 кВ включительно применяют съемные (разборные) вводы, конструкция которых позволяет заменять фарфоровый изолятор (в случае его повреждения) без подъема активной части трансформатора или верхней части бака колокольного типа. В эксплуатации — это одно из основных преимуществ ввода. Все съемные вводы (за небольшим исключением) являются маслоподпорными, т. е. после установки внутренняя полость их заполняется трансформаторным маслом (или другим жидким диэлектриком) из бака трансформатора. Установлены обозначения съемных вводов, состоящие из букв и цифр. Буквы означают: В — ввод; С — съемный; Т — трансформаторный; А и Б — категории оборудования; У — исполнение для умеренного климата, ХЛ — холодного, Т — тропического. Цифры в числителе указывают номинальное напряжение в киловольтах, в знаменателе — номинальный ток в амперах, после дроби ставятся следующие цифры: 1 — разборное соединение стержня ввода с обмоткой (гайками); 2 — неразборное (сварное). Например, съемный ввод на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток 100 А, с неразборным соединением стержня с отводом обмотки для умеренного климата обозначают ВСТА—35/100—2—У, соответственно на 10 кВ, 1600 А с разборным соединением отвода обмотки со стержнем для холодного климата — ВСТБ—10/1600—1—ХЛ.

На напряжение до 1 кВ на трансформатор устанавливают съемные составные вводы (рис. 14.1). Особенность устройства такого ввода состоит в том, что для его установки на крышке (стенке) бака не требуется крепежных деталей (гаек, шпилек). Крепление обеспечивается входящими в его устройство частями. Вставляют сверху в отверстие на крышке токоведущий стержень с колпаком и уплотняющей прокладкой, фарфоровый изолятор и резиновой прокладкой. Для крепления внутренней и внешнего отводов и стяжки ввода служат гайки и шайбы. Надевают с обратной стороны крышки на стержень фарфоровый изолятор и навинчивают латунную втулку, притягивая тем самым обе половины ввода к крышке. Чтобы при стяжке не повредить нижний изолятор, устанавливают электрокартонные шайбы. Вводы на напряжение до 1 кВ и большие токи крепят прижим-

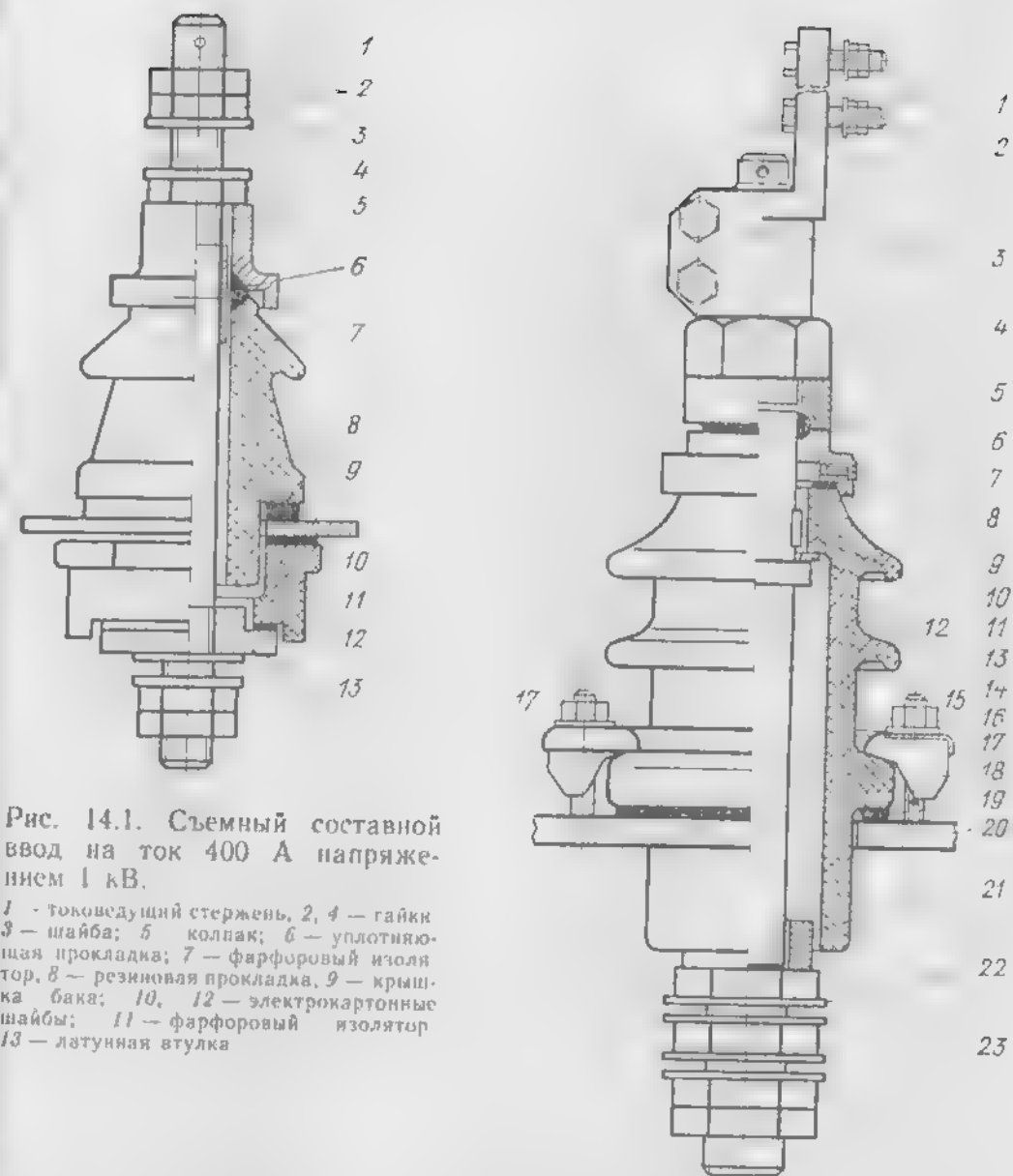


Рис. 14.1. Съемный составной ввод на ток 400 А напряжением 1 кВ.

1 — токоведущий стержень; 2, 4 — гайки; 3 — шайба; 5 — колпак; 6 — уплотняющая прокладка; 7 — фарфоровый изолятор; 8 — резиновая прокладка; 9 — крышка бака; 10, 12 — электрокартонные шайбы; 11 — фарфоровый изолятор; 13 — латунная втулка

Рис. 14.2. Съемный ввод на ток 3000 А напряжением 6—10 кВ:

1 — контактный наконечник; 2, 3 — болты; 4 — гайка; 5 — втулка; 6 — резиновое кольцо; 7 — колпак; 8 — винт; 9 — резиновая прокладка; 10 — выступ; 11 — электрокартонная шайба; 12 — бортик; 13 — фарфоровый изолятор; 14 — медный стержень; 15 — шпилька; 16 — гайка; 17 — фланец; 18 — прижимной кулачок; 19 — прокладка; 20 — крышка бака; 21 — гетинаксовая втулка; 22 — шайба; 23 — гайка

ными кулачками так же, как вводы на 6—35 кВ.

Устройство ввода на напряжение 6—10 кВ и ток 3000 А показано на рис. 14.2. Медный стержень проходит через отверстие фарфорового изолятора. Верхний конец стержня уплотнен резиновым кольцом, втулкой и гайкой. Стержень бортиком опирается через электрокартонную шайбу на уступ изолятора, двумя выступами входит в вертикальные пазы изолятора, что позволяет ему проворачиваться при завинчивании гаек. Резиновая прокладка уплотняет разъем между колпаком и верхним торцом изолятора, а прокладка стык между крышкой и

изолятором в результате подтягивания гаек на шпильках, приваренных к крышке.

Для подсоединения к электросети стержень в верхней части имеет контактный наконечник с болтами (с гайками и шайбами), который навинчивают на стержень и закрепляют болтами (резьбовая часть наконечника разрезная). При токах менее 800 А для подсоединения ввода к внешней сети стержень снабжен вместо наконечника гайками и шайбами. Гетинаксовая втулка служит для установки по оси, шайбы и гайки — для подсоединения демпферов внутри бака, а винт, ввинченный в латунный колпак, — для спуска воздуха из ввода при заполнении его маслом. Ввод крепят к крышке прижимными кулачками. Фланец служит для того, чтобы кулачки не смещались с борта изолятора.

Масло поступает во ввод под напором из бака трансформатора через зазоры между изолятором, гетинаксовой втулкой и стержнем. По мере заполнения изолятора маслом воздух вытесняется через отверстие предварительно вывернутого винта.

Вводы на напряжение 35 кВ имеют дополнительную изоляцию стержня в виде надетой на него бумажно-бакелитовой трубки и более развитую поверхность фарфорового изолятора (больше ребер). Как и вводы на 6—10 кВ, их крепят к крышке прижимными кулачками с помощью установленных на ней стальных шпилек или кулачками и болтами к установочному фланцу, приваренному к крышке. При прохождении по стержню ввода тока порядка сотен и тысяч ампер вокруг него создается значительное магнитное поле, при этом возникающие в стальном фланце ввода и крышке трансформатора вихревые токи могут нагреть их свыше допустимой температуры. Во избежание этого при больших токах вместо стальных или чугунных фланцев

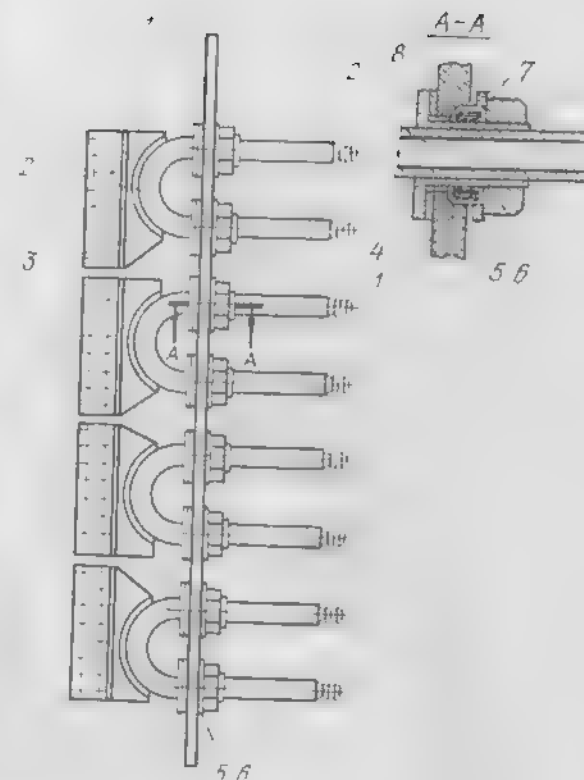
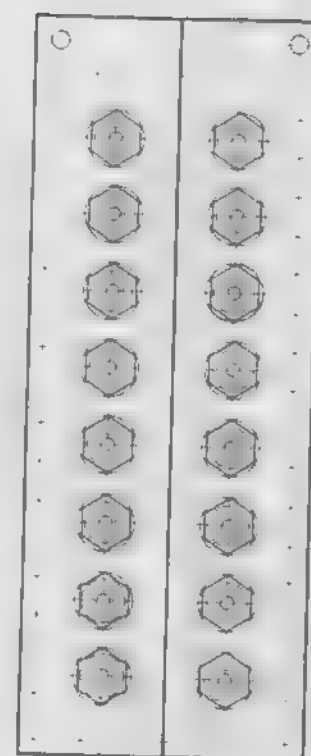


Рис. 14.4. Трубчатый ввод

1 — медная труба, 2 — медная втулка, 3 — медная шайба, 4 — латунные втулки, 5 — медные шайбы, 6 — паронитовая прокладка

имеющих значительную магнитную проницаемость, применяют латунные или фланцы из других немагнитных материалов.

Кроме того, уменьшение нагрева крышки достигается тем, что для установки вводов (например, НН) в крышке вырезают общее отверстие или между отверстиями каждого ввода прорежут узкие щели и заваривают их диамагнитным электродом. В этих случаях магнитные потоки вводов вынуждены замыкаться по общему контуру: при двух вводах с разным направлением токов магнитные потоки компенсируются как противоположно направленные, при трех вводах трехфазной системы суммарный магнитный поток равен нулю, поскольку сумма мгновенных значений токов, а следовательно, магнитных потоков трехфазной системы равна нулю.

Для электропечных трансформаторов при напряжении обмоток НН порядка нескольких десятков и сотен вольт и токах, измеряемых десятками килоампер, применяют шинные вводы (рис. 14.3), которые состоят из набора медных шин, установленных на резиновых прокладках в гетинаксовой плите, прикрепляемой к крышке трансформатора, а также трубчатые вводы (рис. 14.4), которые состоят из медных труб, охлаждаемых проходящей по ним водой.

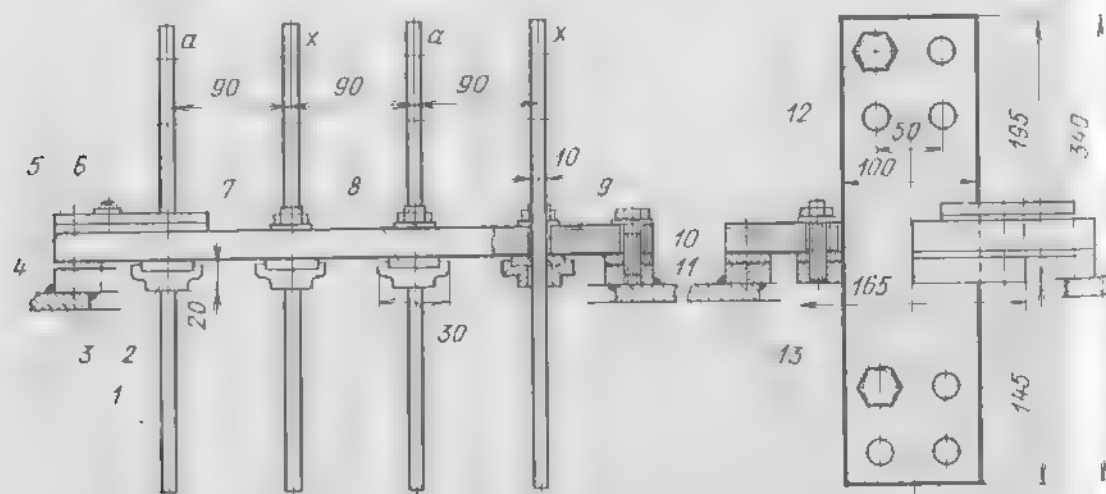


Рис. 14.3. Шинный ввод

1 — медная труба, 2 — медная втулка, 3 — крышка бака, 4 — 8 — резиновые прокладки, 9 — гетинаксовая плита, 10 — латунный фланец, 11 — стальной фланец, 12 — 13 — стальные болты

14.2. Конструкции маслonaполненных вводов классов напряжения 110 кВ и выше

Трансформаторные вводы на напряжения 110 кВ и выше подразделяют на маслобарьерные и бумажно-масляные. В маслобарьерных вводах основной изоляцией служит трансформаторное масло, разделенное на слои бумажно-бакелитовыми цилиндрами с уравнительными обкладками из алюминиевой фольги, в бумажно-масляных вводах — плотно намотанная на медную (или латунную) трубу кабельная бумага, пропитанная трансформаторным маслом и разделенная на слои уравнительными обкладками из фольги. Обкладки предназначены для выравнивания электрического поля. Вводы заполнены дегазированным трансформаторным маслом, не сообщаемым ни с маслом бака трансформатора, ни с атмосферным воздухом, поэтому их называют герметичными маслonaполненными.

Устройство бумажно-масляного герметичного маслonaполненного ввода на напряжение 110 кВ показано на рис. 14.5. Верхняя часть изоляционного сердечника закрыта фарфоровой крышкой, служащей внешней изоляцией, нижняя заключена в фарфоровую крышку и торцом опирается на резиновую прокладку, уложенную на латунный стакан, навинченный на конец трубы. Между стаканом и торцом изоляционного сердечника имеется гетинаксовая шайба, предохраняющая изоляцию от повреждения при навинчивании стакана и одновременно служащая дополнительной изоляцией. Между крышками на сердечнике установлена металлическая соединительная втулка, к которой прилагают на резиновых прокладках торцы крышек.

Втулка отлита заодно с фланцем, служащим для крепления ввода болтами на крышке трансформатора. На верхнем торце крышки, на резиновой прокладке установлен металлический корпус компенсатора давления, в котором размещено пружинное устройство, стягивающее между собой корпус, крышки, соединительную втулку и изоляционный сердечник.

Стяжное устройство состоит из гайки, навинченной на верхний конец трубы, ввернутых в нее болтов, нажимного диска, пружин и направляющих шпилек. При ввертывании болтов в гайку пружины, сжимаясь, стягивают составные части ввода, усадка до требуемых размеров уплотняющих резиновых прокладок, установленных между ними, обеспечивает его герметичность.

В корпусе кроме пружин осевой стяжки ввода размещено устройство, компенсирующее давление масла при температурном изменении его объема, состоящее из отдельных компенсаторов — сильфонов, установленных по кругу (так же как пружины вокруг трубы). Сильфон представляет собой цилиндр из латунной фольги с гофрированной боковой поверхностью, который запол-

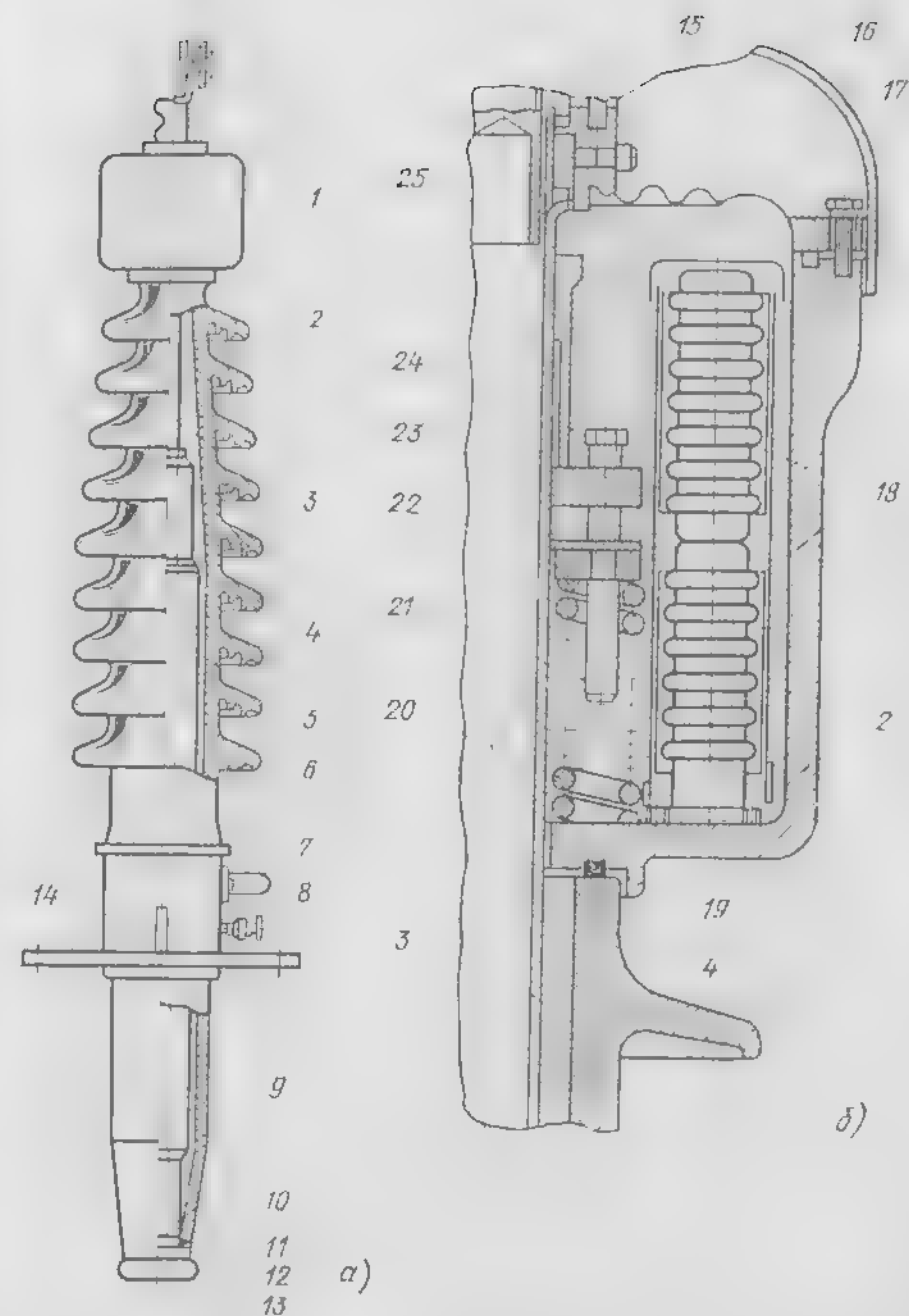


рис. 14.5. Общий вид (а) и стяжное и компенсирующее давление устройства (б) герметичного маслonaполненного ввода 110 кВ:

1 — контактный наконечник, 2 — корпус компенсатора, 3 — труба, 4 — фарфоровая крышка, 5 — изоляционный сердечник, 6 — металлическая соединительная втулка, 7 — вывод для измерения температуры, 8 — внутренняя фарфоровая крышка, 9 — гетинаксовая шайба, 10 — резиновая прокладка, 11 — латунный стакан, 12 — алюминиевый экран, 13 — фланец, 14 — винт, 15 — диафрагма, 16 — резиновая прокладка, 17 — компенсатор-сильфон, 18 — резиновая прокладка, 19 — пружина, 20 — направляющая шпилька, 21 — нажимной диск, 22 — гайка, 23 — винт, 24 — стержень, 25 — стержень

нен азотом или аргонem и герметично запаян по торцам.

При повышении температуры масла, заполняющего ввод и корпус компенсатора, увеличивается его объем и, следовательно, давление; под давлением окружающего масла сильфон сжимается (как гармоника), компенсируя объем и давление. При пони-

жении температуры объем масла уменьшается и сильфон за счет разности давления газа и окружающего масла разжимается.

У вводов напряжением 220 кВ и более вследствие значительных изменений объема масла при колебании температуры сильфоны устанавливают в специальных выносных баках давления, которые заполнены трансформаторным маслом, сообщаемым с вводом гибкой трубкой из отожженной меди. Эти сильфоны имеют форму пустотелых дисков, изготовленных из тонкой белой жести.

Герметичные вводы работают под давлением масла, изменяющимся в зависимости от нагрузки и температуры окружающего воздуха. При изменении температуры от -45° до $+55^{\circ}$ С и полной нагрузке трансформатора допустимое давление не должно превышать 20 и 280 кПа, соответственно. На соединительной втулке ввода установлены вентиль для регулирования давления и подсоединения измерительного устройства с манометром для контроля за давлением во вводе, вывод для измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости внутренней изоляции, характеризующих качество изоляции (увлажненность), а также проушины для подъема ввода.

Верхнюю часть корпуса компенсатора герметически закрывает упругая металлическая диафрагма, предохраняющая корпус от разрыва при чрезмерном повышении давления. Герметичность корпуса компенсатора, нижней и верхней частей ввода достигается установкой шайбообразных прокладок из маслостойкой резины, нажимных фланцев, втулок и других вспомогательных деталей. Для присоединения ввода к внешней сети служит контактный наконечник. Внутренний отвод обмотки соединяют с вводом гибким медным проводом, пропущенным через трубу и впаянным в наконечник. Для выпуска воздуха из ввода при заполнении его маслом служит отверстие, закрытое винтом; для слива масла в стакан предусмотрено отверстие, закрываемое пробкой с резьбой. Металлические детали нижней части ввода закрыты алюминиевым экраном, верхней части — защитным кожухом, экран и кожух предназначены для выравнивания электрического поля.

Герметичные вводы широко применяют в последние 10–15 лет, а до этого использовали вводы, масло которых сообщалось с атмосферным воздухом через гидрозатвор расширителя, компенсирующего расширение масла и установленного в верхней части ввода. Для контроля уровня масла расширитель снабжен маслоуказателем. В настоящее время негерметичные вводы из-за их несовершенства сняты с производства.

Герметичные вводы имеют обозначения, состоящие из букв и цифр, например: $\frac{\text{ГБМТ}}{0-45} \text{---} 110/630 \text{---} \text{У1 (ХЛ1; Т1)}; \frac{\text{ГБМТУ}}{0-45} \text{---} 220/2000 \text{---} \text{ХЛ1 (У1; Т1)}$, которые расшифровывают таким

образом: Г — герметичный, БМ — бумажно-масляная внутренняя изоляция; Т — для трансформаторов, 0–45 — угол наклона к вертикали в градусах; 110, 220 — номинальные напряжения, кВ; 630, 2000 — номинальный ток, А; У — усиленная наружная изоляция; У1, ХЛ1, Т1 — климатическое исполнение и категория размещения оборудования.

В последнее время на напряжение 110 кВ используют вводы с твердой изоляцией, изоляционный сердечник которых изготавливают намоткой на медную трубу кабельной бумаги, пропитанной специальным лаком. После термообработки получают монолитную твердую изоляцию. Ввод с твердой изоляцией имеет меньшие размеры и массу.

Расположение вводов на крышке трансформатора должно удовлетворять следующим требованиям: а) в воздухе между токоведущими частями самих вводов, а также между токоведущими частями вводов и заземленными частями трансформатора должны быть выдержаны необходимые изоляционные расстояния; б) вводы должны быть расположены в последовательности, установленной ГОСТ 11677-85; в) должно быть предусмотрено удобное присоединение проводников электрической сети к вводам; г) вводы не должны мешать подъему краном собранного трансформатора за крюки на баке или подъему активной части трансформатора за кольца, укрепленные на крышке.

Расстояние между вводами обмоток разных классов напряжения выбирают по нормам для большего из двух классов. Расстояние в свету между ребрами изоляторов двух вводов должно быть не меньше одной трети изоляционного расстояния между токоведущими частями этих вводов.

Изоляционные расстояния соответствуют испытательным напряжениям внешней изоляции и установлены на основе опытных исследований внешней изоляции. При конструировании трансформаторов эти расстояния увеличивают для учета производственных отклонений как при изготовлении самого трансформатора (допуски на смещение отверстий под вводы в крышке и на установку заземленных частей трансформатора), так и при изготовлении фарфорового изолятора (допуски на диаметр, длину и кривизну изолятора) на 10% для классов напряжения 35 кВ и на 5% для классов напряжения 110 кВ и выше.

Иногда для получения необходимых изоляционных расстояний в воздухе вводы устанавливают наклонно (токоведущие части ввода в его верхней части смещаются в сторону наклона, изоляционное расстояние увеличивается). Это необходимо в основном для вводов на напряжения 35 и 110 кВ, наклон которых осуществляется на угол 15, 30 или 45° к вертикали.

Вводы масляных трансформаторов (ГОСТ 11677-85) должны располагаться так, чтобы, если смотреть со стороны высшего напряжения, была следующая их последовательность (слева на-

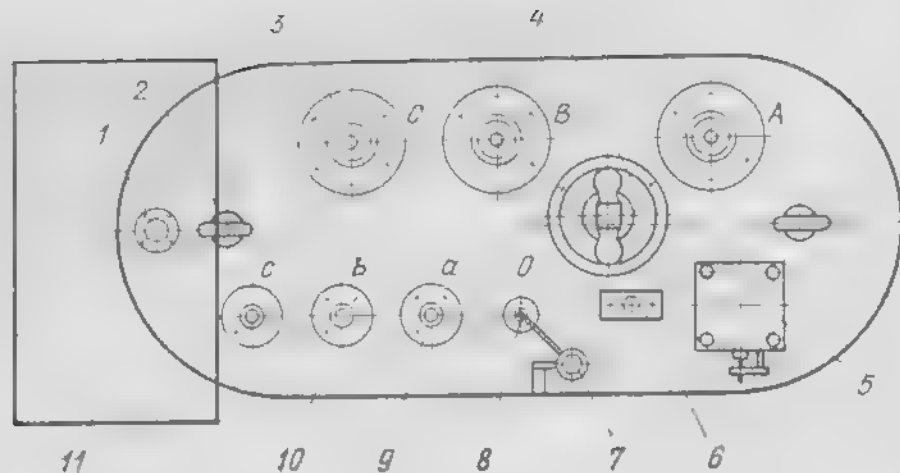


Рис. 14.6. Крышка трансформатора ТМ 1600/35 (вид сверху):

1 — место для соединения с расширителем, 2 — подъемное кольцо, 3 — ввод ВН, 4 — переключающее устройство, 5 — термометр, 6 — устройство для измерения температуры, 7 — электродвигатель, 8 — ввод ВН, 9 — ввод ВН, 10 — клемма, 11 — место установки расширителя.

право), рис. 14.6: в трехфазных трансформаторах: ВН 0—А—В—С; СН 0—А₁—В₁—С₁, НН 0—а—b—с, в однофазных трансформаторах: ВН А—Х, СН А₁—Х₁; НН а—х.

При размещении вводов учитывают расположение на крышке другой аппаратуры и арматуры трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Назначение вводов.
2. Конструкция вводов классов напряжения до 35 кВ.
3. Конструкция вводов классов напряжения 110 кВ и выше.
4. Конструкция изоляционных вводов.
5. Водостойкость вводов.

Глава пятнадцатая

ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ И ОТВОДЫ ОБМОТОК

15.1. Требования, предъявляемые к конструкции переключателей

Переключающие устройства служат для переключения регулировочных ответвлений обмоток трансформаторов и изготавливаются на те же классы напряжения, что и трансформаторы.

Устройство, предназначенное для переключения ответвлений обмотки одной фазы, называют однофазным, а предназначенное для переключения ответвлений обмоток трехфазного трансформатора одним переключающим устройством — трехфазным.

Переключающее устройство, являясь ответственной частью трансформатора, представляет собой коммутационное изделие, включающее большое количество различных по назначению

контактов и деталей изоляции, механизм привода и другие вспомогательные части. Его устанавливают внутри трансформатора с выводом привода на крышку или боковую стенку бака.

Качеству сборки переключающего устройства, подключению к нему регулировочных ответвлений, состоянию контактов придается особо важное значение, поскольку от них зависит надежность работы трансформатора; ослабление контакта ведет к его перегреву и часто к выходу трансформатора из строя.

15.1.1 ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ПБВ

Эти устройства служат для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе. Основными частями ПБВ являются контактная система, состоящая из подвижных и неподвижных контактов, и приводной механизм для приведения в действие подвижных контактов; вспомогательными частями — бумажно-бакелитовые детали, предназначенные для электрической изоляции контактов от заземленных деталей или изоляции между отдельными контактами и для крепления основных частей, а также другие конструктивные элементы.

Неподвижные контакты располагают по окружности (на бакелитовом цилиндре или гетинаксовом диске) или вдоль (на гетинаксовой рейке или бакелитовой трубке). При расположении контактов по кругу устройства называют барабанными, при продольном расположении — реечными. К неподвижным контактам присоединяют винтами, болтами или пайкой (в зависимости от конструкции) регулировочные ответвления обмотки. Подвижные контакты замыкаются с помощью привода с неподвижными, таким образом осуществляется требуемое соединение регулировочных ответвлений.

Соединение подвижных с неподвижными контактами имеет три конструктивных исполнения: кольцевое, сегментное и ламельное. В соответствии с этим установлены буквенные обозначения переключающих устройств ПБВ: П, ПС и ПЛ (однофазные), ПТ, ПТС и ПТЛ (трехфазные) — барабанного типа соответ-

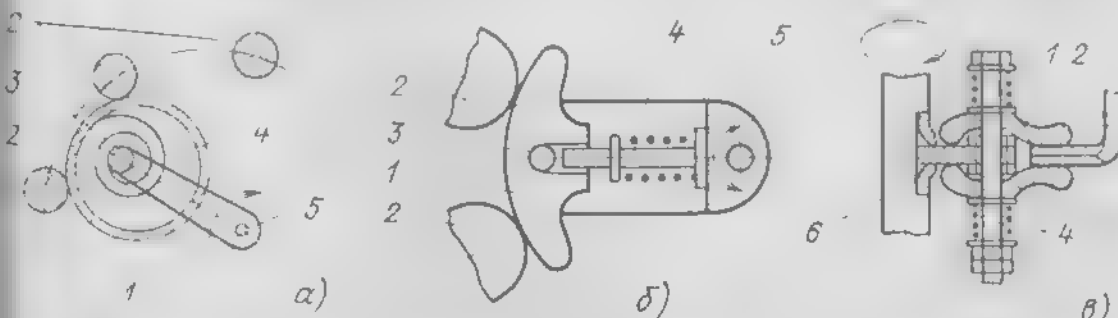


Рис. 15.1. Кольцевой (а), сегментный (б) и ламельный (в) контакты переключающих устройств ПБВ

2 — подвижный и неподвижный контакты, 3 — ось контакта, 4 — пружинный прижим, 5 — ось привода, 6 — контактная система

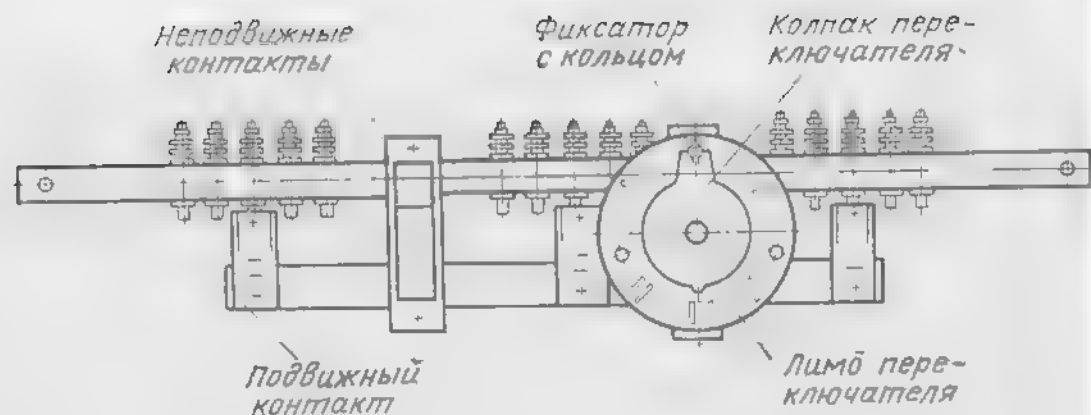


Рис. 15.2. Трехфазное переключающее устройство реечного типа

ственно с кольцевым, сегментным и ламельным контактом; ПР и ПТР — однофазные и трехфазные реечного типа с ламельным контактом. Кроме букв в обозначении устройств ПБВ указывают количество зажимов на фазу, номинальное напряжение и ток, а также количество устройств (при соединении нескольких устройств на одном валу — рейке). Для трехфазных устройств ПБВ с соединением фаз в звезду после буквенного обозначения ставят через тире знак 0. В конце обозначения указывают год утверждения проекта переключающего устройства. Пример обозначения однофазного устройства ПБВ барабанного типа с кольцевым контактом, с шестью зажимами, номинальным напряжением 35 кВ и током 160 А, с тремя устройствами на одном валу: ПБ—35/160×3—73.

Исходя из мощности, напряжения и схемы регулировочных ответвлений обмоток, в трансформаторах применяют различные по конструкции переключающие устройства ПБВ.

Рассмотрим трехфазное переключающее устройство реечного типа ПТР—У—10/63—3—65 (рис. 15.2).

Переключатель предназначен для регулирования напряжения на стороне ВН путем соединения соответствующих ответвлений обмоток. Номинальный ток до 63 А, номинальное напряжение 10 кВ.

Конструктивно переключатель представляет собой бумажно-бакелитовую трубку, на которой закреплены неподвижные контакты. Подвижные контакты установлены на металлической рейке.

При вращении колпака переключателя передвигается рейка с подвижными контактами, которые соединяют соответствующие неподвижные контакты с присоединенными к ним регулировочными отводами обмоток трансформатора. Фиксация положения переключателя осуществляется самоустанавливающимися контактами, а также фиксатором на колпаке переключателя.

Правила пользования переключателем

Прежде чем производить переключение, необходимо отключить трансформатор как со стороны высшего, так и со стороны низшего напряжения.

Для перевода переключателя на новую ступень необходимо поднять фиксатор за кольцо, повернуть колпак переключателя до совпадения стрелки колпака с одной из цифр (I, II, III, IV, V) лимба переключателя (рис. 15.2).

Положение I соответствует максимальному напряжению (+5%), положение II — +2,5%, положение III — номинальному, положение IV — 2,5%, положение V — минимальному (—5%) первичному напряжению на стороне ВН.

После переключения необходимо зафиксировать новое положение переключателя фиксатором.

Категорически запрещается производить переключение на трансформаторе, включенном в сеть хотя бы с одной стороны; оставлять переключатель без фиксации.

15.1.2. ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА РПН

Эти устройства служат для переключения регулировочных ответвлений под нагрузкой трансформатора. Изменение напряжения трансформатора без снятия нагрузки и напряжения особенно важно, когда технологический режим потребителя не допускает перерыва в электроснабжении. Устройства РПН позволяют производить более глубокую регулировку с меньшими ступенями напряжения. Их изготовляют на номинальные напряжения от 10 до 330 кВ и токи от 10 до 1600 А и более.

Устройства РПН подразделяют на устройства с токоограничивающим реактором, токоограничивающими резисторами и без них. В соответствии с конструктивным исполнением они имеют обозначения: РНО и РНТ — однофазные и трехфазные, соответственно без токоограничивающего резистора; РНОР и РНТР — то же, с токоограничивающим реактором; РНОА и РНТА — то же, с токоограничивающим резистором.

Для обозначения трехфазных устройств РПН с соединением фаз в звезду после букв ставят через тире знак У. Буквы после дроби, указывающей напряжение и ток (знаменатель) устройства РПН, обозначают: А — контактор с разрывом дуги в воздухе; Г — в газе; В — в вакууме; П — контактор, в котором для переключения без разрыва дуги применяют полупроводники (контактор с разрывом дуги в масле буквой после дроби не обозначается). Если несколько устройств РПН имеют один привод, то указывают через знак умножения их количество. В конце обозначения ставят год утверждения технического проекта на устройство РПН. Например, трехфазное устройство РПН с токо-

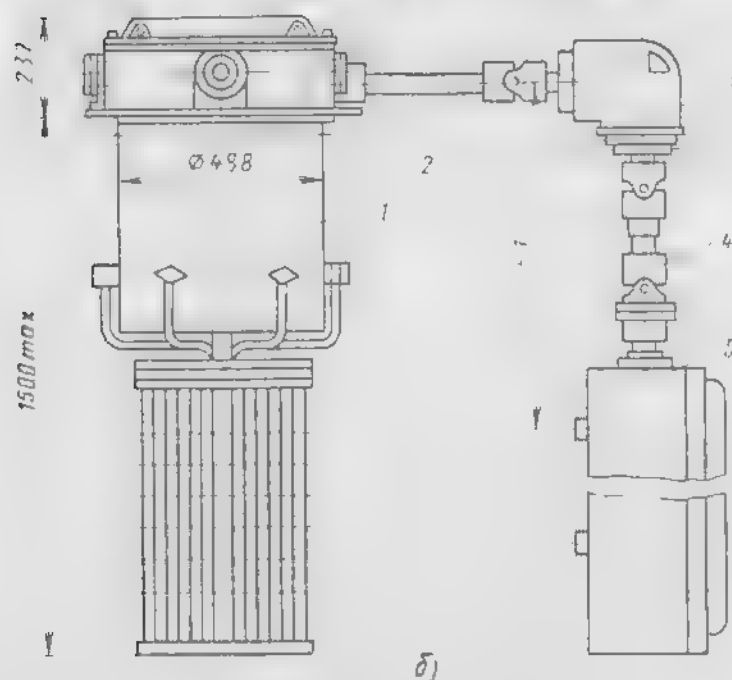


Рис. 15.3. Общий вид (а) и схема (б) устройства РНТА:

1 — механизм переключения; 2, 4 — соединительные валы; 3 — угловой редуктор; 5 — привод

ограничивающим резистором, соединением фаз в звезду, номинальным напряжением 35 кВ и током 630 А, разрывом дуги в масле обозначают РНТА—У—35/630 10.

Основными частями устройств РПН являются: избиратель ответвлений, предназначенный для выбора нужного ответвления обмотки перед переключением; предызбиратель ответвлений, предназначенный для использования контактов избирателя и присоединенных к нему ответвлений обмотки более одного раза после прохождения всего диапазона регулирования; контактор, служащий для отключения тока в цепях переключающего устройства, предварительно подготовленных к этому избирателем; токоограничивающий реактор или резистор, предназначенный для включения (на время переключения) между работающим и вводимым в работу ответвлениями с целью ограничения тока в переключаемой части обмотки и перевода нагрузки с одного ответвления на другое без перерыва в токе нагрузки трансформатора. Кроме того, устройства имеют ручной привод, электропривод с кнопочным управлением и автоматический, а также различную аппаратуру, механизмы, элементы сигнализации, автоматики и др.

Рассмотрим устройства регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой серии РНТА (устройства РНТА) с номинальным напряжением 35 кВ и номинальным током до 630 А, изготавливаемым для внутрисоюзных и экспортных поставок.

Устройства РНТА с номинальным напряжением 10 и 35 кВ предназначены для встроенного ступенчатого регулирования напряжения силовых масляных трансформаторов общего назначения, устройства РНТА с номинальным напряжением 3 кВ — электропечных трансформаторов.

Серия устройства РНТА базируется на унифицированных элементах (контактор для регулирования напряжения в линии, 3 кВ; контактор для регулирования напряжения в нейтрали, 3—35 кВ; избиратель для различных схем регулирования; привод)

Конструктивно серия устройства РНТА предусматривает возможность выпуска типовых исполнений, отличающихся номинальным напряжением, номинальным током, номинальным напряжением ступени, числом ступеней и схемой регулирования.

Устройство РНТА состоит из механизма переключения, в состав которого входят контактор и избиратель, приводного механизма (в дальнейшем именуемого «привод»), углового редуктора, соединительных валов. В комплекте с устройством РНТА поставляются также автоматический регулятор трансформатора, защитное реле и датчик — реле температуры. Основные составные части устройства РНТА показаны на рис. 15.3.

Работа устройства РНТА делится на две фазы: выбор желаемого ответвления регулировочной обмотки и переключение под

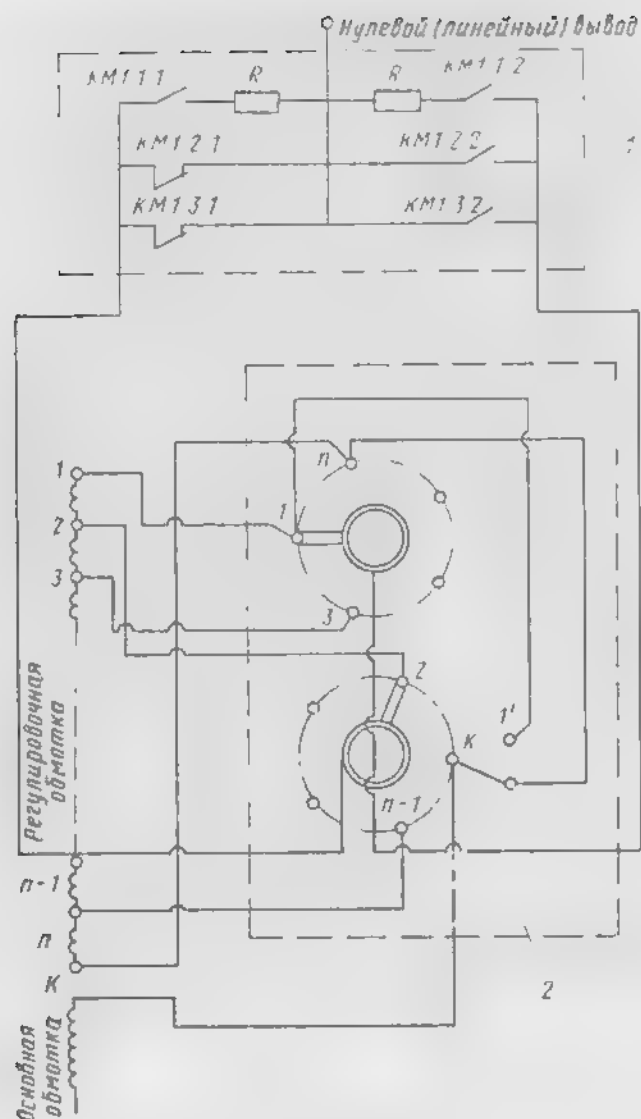


Рис. 15.4. Электрическая схема устройства одной фазы РНТА:

R — токоограничивающий резистор; $KM1.1.1$ — дугогасительный контакт левого плеча; $KM1.2.1$ — вспомогательный контакт левого плеча; $KM1.3.1$ — главный контакт левого плеча; $KM1.1.2$ — дугогасительный контакт правого плеча; $KM1.2.2$ — вспомогательный контакт правого плеча; $KM1.3.2$ — главный контакт правого плеча; 1 — контактор, 2 — избиратель

нагрузкой на выбранное ответвление. Бестоковый выбор ответвления осуществляется избирателем. На каждую фазу он имеет по два ряда неподвижных контактов. К одному ряду подсоединяются нечетные ответвления регулировочной обмотки, а к другому — четные. С каждым рядом неподвижных контактов работает один подвижный контакт, совершающий круговое движение. Когда ток протекает через четные контакты, нечетные находятся в обесточенном состоянии и выбирается соседнее нечетное ответвление. Если токоведущими являются нечетные контакты, бестоковый выбор соседнего ответвления осуществляется четными контактами. После окончания избирателем процесса выбора ответвления контактор в течение долей секунды

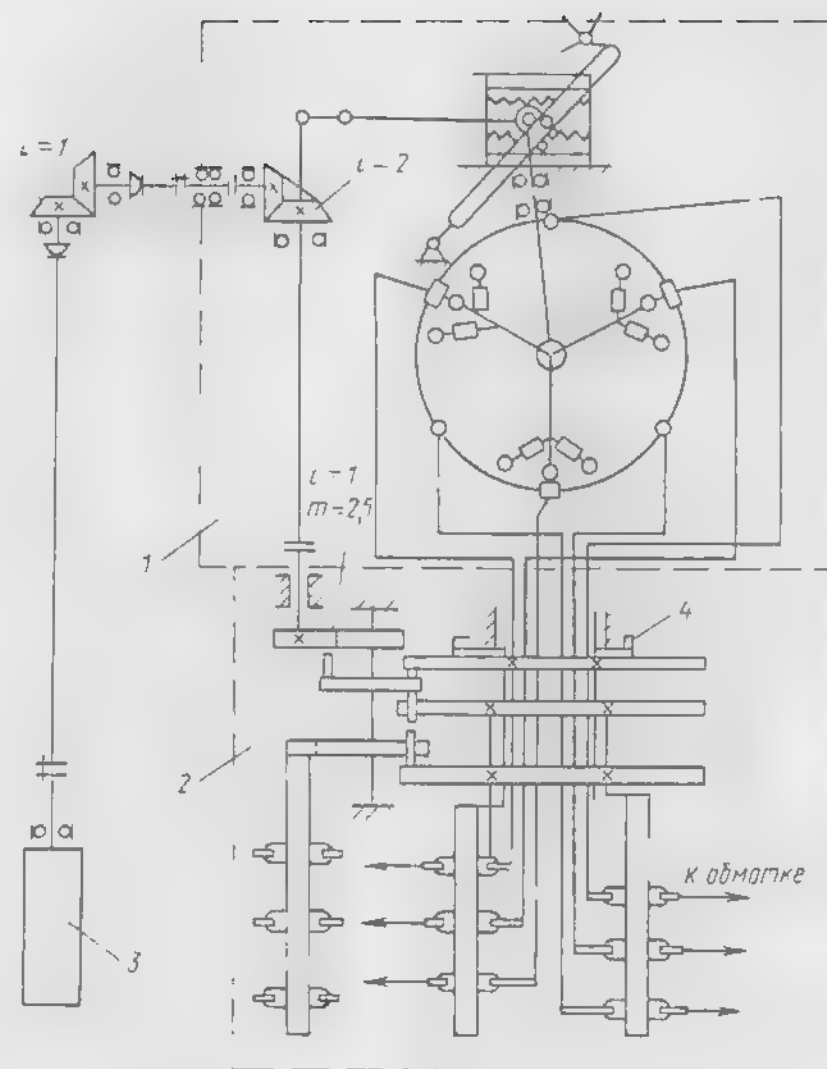


Рис. 15.5. Кинематическая схема устройства РНТА:

1 — контактор; 2 — избиратель; 3 — привод; 4 — упор

перебрасывает нагрузку на выбранную ступень без разрыва цепи питания потребителя. Контакты каждой фазы контактора разделены на два плеча — четное, связанное электрически с подвижным контактом четной группы избирателя, и нечетное, связанное с нечетной группой контактов избирателя. Каждое плечо контактора состоит из подвижных и неподвижных контактов.

Электрическая схема одной фазы устройства РНТА приведена на рис. 15.4. Определенная последовательность переключения контактов избирателя и контактора обеспечивается кинематической схемой устройства РНТА, приведенной на рис. 15.5.

Регулирование напряжения на всем диапазоне устройством РНТА, имеющим избиратель без предизбирателя, будет выполнено после включения избирателем в работу всех ступеней от первого до последнего ответвления.

Увеличение диапазона регулирования достигается при помощи предизбирателя, который выполняется в двух вариантах: как ре-

версор и как грубый предызбиратель. В случае реверсора регулирование напряжения на всем диапазоне достигается двукратным поочередным включением всех ступеней в работу от 1 до $n=20$ отставления. При первом обходе витки регулировочной обмотки включены согласно с витками основной обмотки, при втором обходе — встречно. При использовании схемы регулирования напряжения с применением грубой ступени удвоение диапазона регулирования достигается за счет двукратного обхода тонкой ступени регулирования. Второй обход тонкой ступени осуществляется после того, как предызбирателем будет введена в работу грубая ступень регулировочной обмотки.

15.2. Конструкция отводов

Многие токоведущие узлы и элементы конструкции трансформатора должны при сборке гальванически соединяться между собой. Совокупность электрических проводников, соединяющих обмотки с вводами, переключающими устройствами и другими токоведущими частями, называют отводами трансформатора, которые состоят из проводников различного сечения и конфигурации и деталей их крепления. В качестве проводников применяют медь или алюминий в виде круглых проводов (без изоляции или изолированных) и шин. Широко используют гибкий провод — многожильный изолированный кабель ПВОТ сечением от 16 до 300 мм² с толщиной бумажной изоляции (на одну сторону) 3,6 или 8 мм. Круглые медные и алюминиевые провода без изоляции применяют для трансформаторов с напряжением обмоток до 690 В, с бумажной изоляцией — до 6—35 кВ. Для усиления изоляции на отводы из круглых проводов в необходимых местах надевают бумажно-бакелитовые трубки. Изоляционные промежутки между отводами и заземленными частями определяются толщиной изоляции отвода: с увеличением ее толщины размер промежутков уменьшается (рис. 15.6).

Круглый провод — самый дешевый; при диаметре до 10 мм сравнительно легко изгибается и ему можно придать любую необходимую форму. При большем диаметре провода изготовление отводов усложняется.

Прямоугольные медные и алюминиевые шины применяют, как правило, для отводов ВН. Благодаря прямоугольному сечению поверхность охлаждения шин (их обычно не изолируют) больше, чем равного по сечению круглого провода, поэтому шина имеет

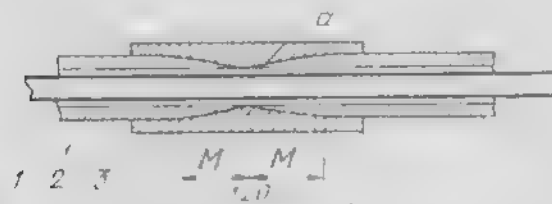


Рис. 15.6. Изоляция стыка бумажно-бакелитовых трубок:

а — место соединения по прямой, 1 — провод, 2 — бумажно-бакелитовая трубка, 3 — место стыка

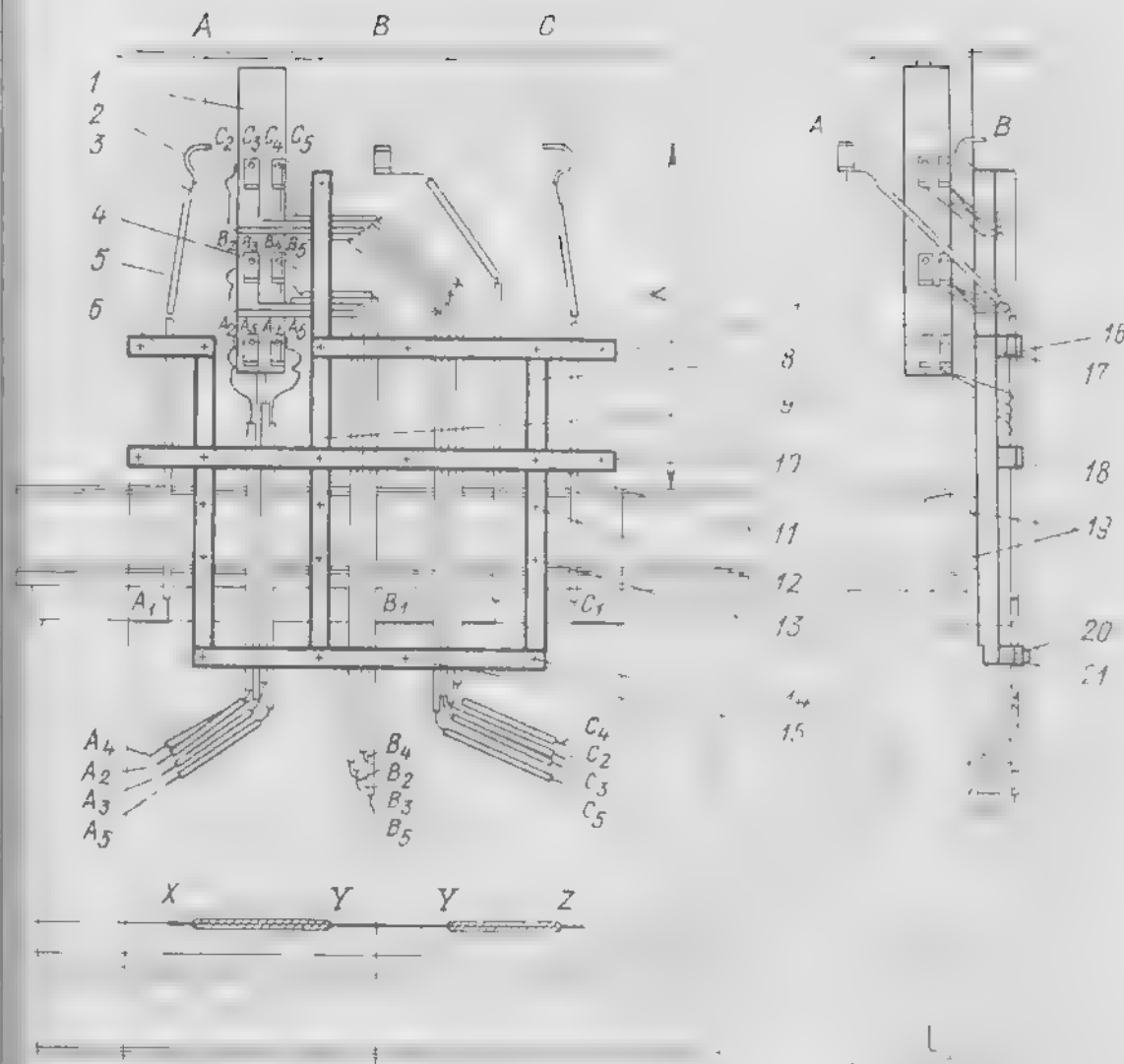


Рис. 15.7. Конструктивная схема отводов ВН трансформатора III габарита:

1 — провод; 2 — коммутатор; 3 — шина; 4 — шина; 5 — бумажно-бакелитовая трубка; 6 — бумажно-бакелитовая трубка; 7 — бумажно-бакелитовая трубка; 8 — бумажно-бакелитовая трубка; 9 — бумажно-бакелитовая трубка; 10 — бумажно-бакелитовая трубка; 11 — стальная гайка; 12 — стальная гайка; 13 — стальной болт; 14, 15 — бумажные прокладки

большую токовую нагрузку. Она механически прочна, и ее можно изгибать, придавая необходимую форму.

У многих трансформаторов имеются одна-две регулировочные обмотки и сложные схемы электрических соединений. Отводы у них располагаются в два или три ряда, нередко соприкасаясь и перекрещиваясь друг с другом, при этом толщина изоляции определяется электрическими воздействиями, возникающими в местах касания отводов, и должна строго соответствовать указанной в чертеже. Известны случаи электрического пробоя между отводами, вызванные ослаблением изоляции только из-за небрежных сборки, установки и изолирования отводов.

Для крепления отводов на активной части применяют деревянные планки или бакелитовые трубки. Система крепления состоит из вертикальных планок («стоек»), соединенных сверху

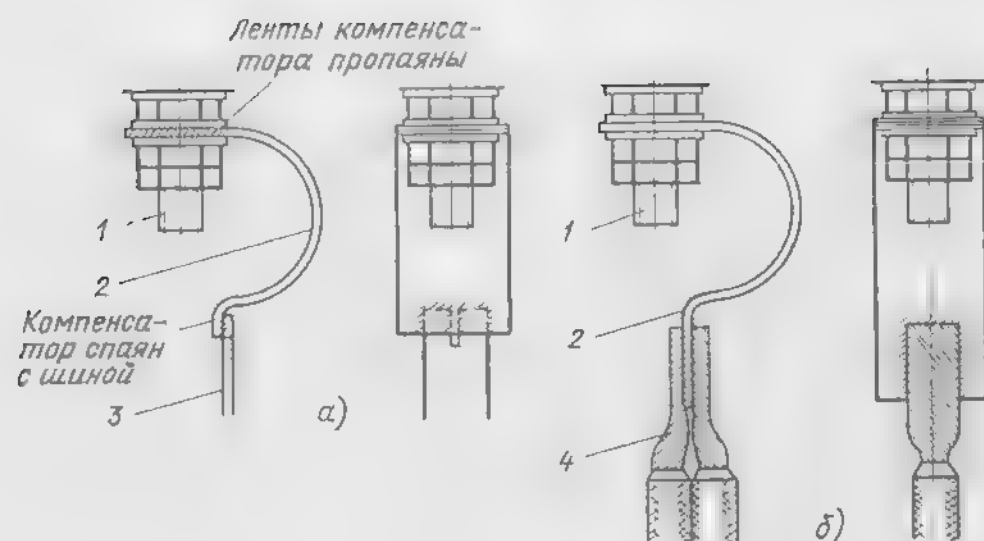


Рис. 15.8. Соединение шинного (а) и кабельного (б) отводов с контактной шпилькой вводов 35 кВ:

1 — шпилька ввода, 2 — компенсатор, 3 — шина отвода; 4 — кабель

и снизу с полками ярмовых балок. К стойкам крепят горизонтальные планки, в которых и закрепляют отводы. Проводники зажимают между двумя горизонтальными планками, одна из которых закрепляется в стойках, а другая прижимается к ней и стягивает в общий пучок отводы. В местах закрепления в планках проводники обматывают полосами из электрокартона. Планки закрепляют стальными или (при напряжениях 35 кВ и выше) пластмассовыми шпильками и гайками, а к ярмовым балкам прикрепляют стальными болтами и гайками (рис. 15.7).

Несмотря на большое разнообразие конструктивных исполнений, в каждом отводе выделяют основную (отвод) и контактную части. Контактная часть (компенсаторы) представляет собой легко деформируемые гибкие элементы, которые служат для связи отводов с вводами или другими отводами трансформатора, а также для компенсации возможных отклонений в длине отвода, высоте бака или перемещениях вводов (вместе с крышкой) во время перевозки трансформатора. Нередко компенсаторы применяют и для соединения отводов из шин между собой. У большинства трансформаторов компенсаторы выполняют из медной ленты толщиной 0,3 мм необходимой ширины; число листов ленты зависит от тока отвода (рис. 15.8).

Основное требование к способам соединения отводов — прочность и надежность в сочетании с простотой выполнения и контроля, хорошей электропроводимостью и долговечностью. Существует два вида соединения отводов — разъемное и неразъемное. Разъемное — это соединение отвода с обмоткой, компенсатором или другим отводом с помощью болтов и гаек. Такие соединения используют, главным образом, в специальных

трансформаторах большой мощности. В остальных случаях применяют неразъемные соединения. Имеется несколько способов создания неразъемных соединений. Чаще всего применяют пайку с помощью твердых припоев, в основном медно-фосфористых. В последнее время значительное преимущество получило соединение главных и контактных частей отводов способом опрессовки («холодной пайки»).

Контрольные вопросы

1. Способы регулирования напряжения трансформаторов.
2. Переключающие устройства ПБВ и РПН
3. Конструкции отводов.

Глава шестнадцатая

ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

16.1. Правила приемки трансформаторов

В задачу испытаний новых трансформаторов входят как выявление прямых дефектов, так и тщательная проверка соответствия основных характеристик требованиям стандартов, технических условий и расчетной записке. В процессе производства и эксплуатации трансформаторы неоднократно подвергаются электрическим испытаниям.

На предприятии-изготовителе испытания составляют один из элементов контроля качества трансформаторов и проводятся как на отдельных стадиях их изготовления, так и в собранном состоянии, с установленными на них деталями и узлами, которые могут оказать влияние на результаты испытания. Подвергаются испытаниям также основные узлы трансформатора и некоторые магнитные, проводниковые и электроизоляционные материалы, применяемые при его изготовлении.

Независимо от мощности каждый трансформатор после сборки подвергают испытаниям для определения дефектов, исключающих возможность его нормальной эксплуатации. Однако задачи испытательной станции предприятия-изготовителя не могут и не должны ограничиваться только проверкой отсутствия таких дефектов (витковых замыканий, пробоев, обрывов и т. п.). В процессе производства могут быть допущены нарушения и отступления от технологии и чертежей, которые ухудшают эксплуатационные качества трансформаторов. Так, если в остоу не доложена электротехническая сталь, то это не исключает возможности эксплуатации трансформатора, но увеличивает потери в стали и намагничивающий ток. Увеличение потерь влечет за собой повышенный нагрев магнитопровода; процесс старения масла и изоляции протекает более интенсивно, и срок службы

трансформатора сокращается. Увеличение потерь и намагничивающего тока приводит к снижению КПД трансформатора, излишней затрате электроэнергии и повышению стоимости эксплуатации. К таким же последствиям приводит и применение обмоточной меди уменьшенного сечения.

Могут быть и другие дефекты, которые, не исключая возможности эксплуатации трансформатора, ведут к ухудшению его технических показателей, снижению качества и сокращению срока его службы. Поэтому, помимо выявления явных дефектов, в задачу испытательных станций входит также определение основных параметров, влияющих на качество трансформаторов: потери и ток ХХ, потери и напряжение КЗ.

Следует также иметь в виду, что анализ тщательно снятых характеристик позволяет вносить коррективы в расчеты трансформаторов и повышать их технические и экономические показатели. По характеру дефектов и результатам испытаний можно судить об общем техническом уровне и культуре производства.

Программа и методы испытаний силовых трансформаторов и их наиболее важных узлов указываются и нормируются в следующих стандартах: ГОСТ 11677-85, ГОСТ 6581-75, ГОСТ 3484-77, ГОСТ 1516.1-76, ГОСТ 1516.2-76, ГОСТ 8008-75. Правила приемки электротехнических изделий, в том числе и трансформаторов, регламентируются отраслевым стандартом, согласно которому для проверки соответствия трансформаторов требованиям соответствующих стандартов устанавливаются следующие категории испытаний: приемочные — для изделий, осваиваемых в производстве, приемо-сдаточные, периодические и типовые — для изделий установившегося производства. Кроме этих испытаний в процессе производства трансформаторов производят операционные испытания. Операционным испытаниям подвергают: обмотку, магнитопровод (остов), трансформатор после первой и второй сборок.

16.2. Виды и назначение испытаний

Приемо-сдаточным испытаниям подвергается каждый трансформатор. Эти испытания проводит служба технического контроля завода в целях определения возможности приемки и поставки трансформатора потребителю. Приемо-сдаточные испытания включают: наружный осмотр трансформатора и его проверку на соответствие чертежу и отсутствие внешних повреждений и неисправностей; проверку коэффициента трансформации и группы соединения обмоток; испытание пробы масла из бака трансформатора и контактора устройства РПН с определением пробивного напряжения $U_{пр}$; испытание электрической прочности изоляции; испытание электрической прочности изоляции напряжением промышленной частоты 50 Гц с измерением частичных разрядов (для

трансформаторов 150 кВ и выше); проверку потерь и тока ХХ (опыт ХХ); испытание бака трансформатора на герметичность; испытание на трансформаторе устройств переключения ответвлений обмоток, включая приводной механизм (для трансформаторов с ПБВ и РПН); проверка потерь и напряжения КЗ (опыт КЗ).

В процессе приемо-сдаточных испытаний производят измерения, которые необходимы для сравнения с результатами измерений в эксплуатации, а именно: определение электрического сопротивления обмоток постоянному току; определение параметров изоляции; сопротивления изоляции; тангенса угла диэлектрических потерь и емкости для трансформаторов 35 кВ мощностью 10 МВ·А и более 110 кВ и выше; определение потерь ХХ трансформатора при малом напряжении — для трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше.

Все указанные испытания выполняют по технической документации — программе испытаний, выдаваемой технической службой завода на каждый тип или ряд типов трансформаторов. Эта документация содержит указания на соответствующие стандарты, технические условия, расчетные записки и методы испытаний.

Приемочным испытаниям подвергают первые (головные) образцы новых типов трансформаторов. Цель их — установить соответствие трансформаторов данного типа требованиям технических условий и стандартов. В начале приемочных испытаний трансформаторы проверяют в объеме приемо-сдаточных испытаний. Кроме того, в объем приемочных испытаний входят: испытание внутренней изоляции грозowymi импульсами напряжения; испытание внешней изоляции — электрической прочности воздушных промежутков; испытание на нагрев; испытание на стойкость при КЗ; испытание бака на механическую прочность; испытание активной части на механическую прочность при ее подъеме и при запрессовке обмоток; проверка уровня шума.

Перечисленные испытания позволяют установить правильность принятых конструкторских и технологических решений при создании данного типа трансформаторов.

Периодическим испытаниям подвергают трансформаторы установившегося производства в целях подтверждения стабильности технологического процесса изготовления и их качества за контролируемый период. Стандарт устанавливает срок проведения периодических испытаний не реже 1 раза в 5 лет для трансформаторов мощностью менее 10 МВ·А, 1 раза в 8 лет — для трансформаторов мощностью до 100 МВ·А. Для более крупных уникальных изделий периодичность проведения испытаний составляет 10 лет. В программу испытаний входят, если это необходимо, приемо-сдаточные испытания, а также испытания, входящие в объем приемочных, за исключением испытаний на стойкость при КЗ.

Типовые испытания трансформаторов проводят в тех случаях, когда в конструкцию или технологию вносят изменения, которые могут оказать влияние на качество трансформатора. Типовые испытания необходимы также для оценки эффективности и целесообразности внесенных измерений. Объем испытаний устанавливает изготовитель трансформатора.

Результаты испытаний должны быть в пределах нормированных величин, предусмотренных соответствующими ГОСТ и ТУ.

Контрольные вопросы

1. Приемка трансформаторов и ее назначение.
2. Виды и назначение испытания трансформаторов.
3. Объем приемо-сдаточных испытаний.
4. Испытание на стойкость при коротком замыкании.
5. Оценка результатов испытаний.

Глава семнадцатая

СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

17.1. Демонтаж и отправка трансформаторов с завода-изготовителя

Транспортировка трансформаторов до места установки является важнейшей операцией, во многом определяющей сохранность трансформатора. Основным видом транспортировки является железнодорожный транспорт. Если на подстанции или станции не имеется подъездных железнодорожных путей, после разгрузки с железной дороги трансформаторы поставляют к месту установки нерельсовым транспортом.

Значительная масса и габаритные размеры мощных силовых трансформаторов на напряжение 110—1150 кВ не позволяют обеспечить их транспортировку в собранном виде, поэтому перед отправкой с завода их частично демонтируют. Объем демонтажа трансформатора определяется железнодорожными ограничениями по массе и габариту, а также требованиями по сохранности трансформатора и его комплектующих узлов. Для трансформаторов предельных мощностей и на сверхвысокое напряжение транспортные ограничения являются основными требованиями, определяющими конструкцию их активной части и бака.

Демонтаж производят на основании конструкторского, технического документа (ведомости демонтажа), определяющего не только его объем, но и способ упаковки и транспортировки

трансформатора, его комплектующих узлов и деталей. Ведомость демонтажа входит в комплект сопроводительной технической документации трансформатора и используется также в период проверки комплектности поставки и сборки трансформатора.

Трансформаторы на напряжение до 35 кВ, мощностью до 6,3 МВ·А, имеющие систему охлаждения М, транспортируются, как правило, полностью собранными и залитыми маслом. Трансформаторы больших мощностей транспортируют с демонтированной системой охлаждения. Радиаторы и охладители отправляют, как правило, без дополнительной упаковки. Для защиты их внутренних полостей от загрязнения и увлажнения входные и выходные патрубки радиаторов и охладителей закрывают заглушками с резиновыми уплотняющими прокладками. Так же транспортируют патрубки маслопровода систем охлаждения ДЦ и Ц. Остальные комплектующие детали систем охлаждения транспортируют упакованными в деревянных ящиках.

Перед отправкой трансформаторов с завода производят демонтаж всех выступающих за очертания железнодорожного габарита комплектующих узлов и деталей (вводов, установок трансформаторов тока, расширителя, выхлопной трубы и др.). Демонтажу подлежат также легко повреждаемые узлы и детали трансформатора, например вводы напряжением до 35 кВ, газовое реле и др. В некоторых трансформаторах на напряжение до 35 кВ вводы не демонтируются, а на время транспортировки закрываются защитным кожухом.

После демонтажа комплектующих узлов подготавливают активную часть к транспортировке в баке трансформатора. В процессе подготовки активную часть раскрепляют в баке, укладывают и закрепляют отводы, устанавливают и закрепляют бакелитовые цилиндры вводов ВН (если они транспортируются внутри бака трансформатора).

Активную часть трансформаторов на напряжение до 35 кВ раскрепляют только в верхней части бака. Причем, если активная часть жестко крепится на крышке бака, для ее раскрепления применяют винты, вворачиваемые снаружи в стенки бака, внутри бака они упираются в предусмотренные конструкцией опорные площадки на верхних ярмовых балках активной части. Для обеспечения маслостойкости трансформатора винты с внешней стороны бака герметизируют металлическими стаканами и уплотняющими прокладками. Если активная часть не соединена с крышкой, ее раскрепление производят внутри бака при помощи болтов, скоб и других приспособлений.

Активные части мощных трансформаторов на напряжение 110—1150 кВ раскрепляют в верхней и нижней частях бака трансформатора при помощи винтовых домкратов. В нижней части бака активную часть обычно раскрепляют с обеих сторон в продольном направлении. В верхней части бака активные

части раскрепляются со всех сторон бака в продольном и поперечном направлениях. Количество домкратов зависит от особенностей конструкции трансформатора. Домкраты могут устанавливаться внутри бака трансформатора с упором в стенку бака и активной части или проходить сквозь стенку бака. Доступ к домкратам, расположенным внутри бака, осуществляется через люки. Если домкраты проходят сквозь стенку бака, для обеспечения маслоплотности трансформатора их герметизируют заглушками с уплотняющими прокладками.

Во избежание повреждения отводы обмоток, предназначенные для подсоединения к вводам, укладывают и привязывают к конструктивным деталям, например к верхним ярмовым балкам активной части. В некоторых трансформаторах для закрепления отводов устанавливают транспортные детали, которые удаляют в процессе монтажа.

На время транспортировки бакелитовые цилиндры вводов закрепляют на транспортном фланце. Причем на одном фланце могут быть закреплены несколько цилиндров различного диаметра. Собранные на фланце бакелитовые цилиндры устанавливают внутрь бака через предназначенные для монтажа ввода ВН люки, а фланец крепят к баку через уплотняющие прокладки.

В некоторых трансформаторах, отправляемых без масла, на время транспортировки внутри бака устанавливают патрон, заполненный сухим силикагелем, предназначенный для осушки воздуха или азота в баке. Патрон крепят к заглушке, устанавливаемой на одном из отверстий демонтированного ввода.

Упаковку активной части производят согласно чертежу «Демонтаж активной части», который входит в комплект технической документации трансформатора.

После окончания работ по подготовке к транспортировке активной части бак трансформатора надежно герметизируют. Образовавшиеся после демонтажа комплектующих узлов отверстия закрывают транспортными заглушками с уплотняющими прокладками.

Перед отправкой трансформаторов с завода особое внимание уделяется мероприятиям по обеспечению сохранности изоляции на время транспортировки и хранения из-за воздействия окружающей среды. Для этого трансформаторы герметизируют и заполняют трансформаторным маслом. Герметичность трансформатора проверяется путем создания в баке избыточного давления масла, сухого азота или воздуха в зависимости от способа транспортировки трансформатора.

Трансформаторы, отправляемые с установленным расширителем, заполняют маслом до необходимого уровня масла в расширителе. Для сообщения расширителя с окружающим воздухом устанавливают воздухоосушитель, заполненный сухим

силикагелем. Этот способ применяют в основном для трансформаторов на напряжение до 35 кВ, мощностью до 10 МВ·А.

Трансформаторы, отправляемые без установленного расширителя, заполняют маслом до уровня 200—250 мм от верхней крышки бака. Предназначенное для компенсации температурных изменений масла свободное пространство в баке заполняют сухим азотом или воздухом и надежно герметизируют. Этот способ применяется в основном для трансформаторов на напряжение 110—500 кВ и мощных трансформаторов на напряжение 35 кВ.

Некоторые трансформаторы, в основном предельных мощностей и на сверхвысокое напряжение, отправляют с завода без масла. При этом тщательно герметизированный бак трансформатора заполняется сухим азотом или воздухом до избыточного давления 15—50 кПа. На время транспортировки и временного хранения к трансформатору подсоединяется установка непрерывной подпитки бака сухим азотом, обеспечивающая поддержание в нем избыточного давления не менее 15 кПа в течение 30 суток.

При перевозке трансформаторов с маслом опасность ухудшения изоляции значительно меньше, чем при перевозке их без масла.

На трансформаторных заводах для контрольной сборки и испытания трансформатора обычно применяются инвентарные вводы, а вводы ВН, предназначенные для установки на трансформатор, отправляют в упаковке завода-изготовителя вводов.

Установки трансформаторов тока отправляют без упаковок. Перед отправкой отверстия в установках закрывают заглушками с уплотняющими прокладками, кожух установки заполняется трансформаторным маслом.

Расширитель, выхлопная трубка, термосифонные и адсорбирующие фильтры, каретки, катки и другие металлические конструкции отправляются без упаковки. Аппаратуру, крепеж, контрольный кабель, запасные части и детали транспортируются в деревянных ящиках.

17.2. Транспортировка трансформаторов по железной дороге

Железнодорожный транспорт является основным видом транспортировки трансформаторов на дальние расстояния. Трансформаторы транспортируют на железнодорожных платформах и специальных транспортерах различной грузоподъемности. При перевозке трансформаторов по железной дороге должны быть выполнены требования по погрузке и креплению груза на подвижном составе.

Завод-изготовитель разрабатывает схему погрузки и расчет креплений трансформатора на платформе или транспортере. Документацию по погрузке и креплению трансформаторов на

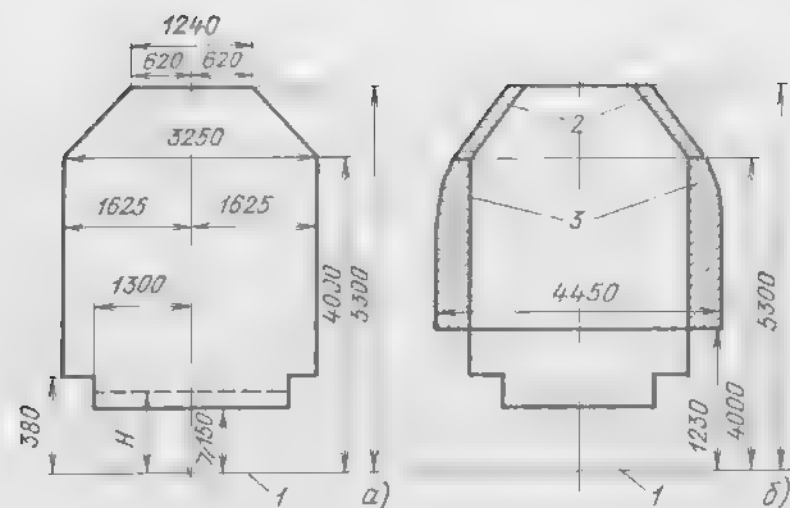


Рис. 17.1. Железнодорожный габарит (а) и очертания негабаритностей трансформатора (б):

1 — уровень верха головки рельса; 2 — зона верхней негабаритности, 3 — зона боковой негабаритности

платформе согласовывают с управлением дороги, в пределах которой производится погрузка трансформатора. Схема погрузки и расчет креплений мощных трансформаторов на железнодорожных транспортерах согласовываются с соответствующим управлением железной дороги с утверждением этих документов отделом негабаритных перевозок Главного управления движения МПС СССР.

При погрузке трансформаторов должны быть выполнены следующие основные требования:

погруженный на железнодорожную платформу или транспортер трансформатор с учетом его упаковки и крепления должен размещаться в пределах установленного железнодорожного габарита;

расположение и крепление трансформатора на железнодорожной платформе или транспортере должны обеспечивать равномерную загрузку всех вагонных тележек, не должны допускаться смещение и опрокидывание трансформатора при воздействии на него предельно допустимых нагрузок в процессе транспортировки.

Железнодорожным габаритом (рис. 17.1) называется предельное поперечное очертание, перпендикулярное оси пути, в котором должен помещаться погруженный на открытый подвижной состав груз (с учетом упаковки и крепления) при нахождении подвижного состава на прямом горизонтальном пути и совмещении в одной вертикальной плоскости продольных осей подвижного состава и пути. Размеры очертания габаритов груза определяются условиями безопасности движения встречных поездов, соблюдения допустимых расстояний между транспор-

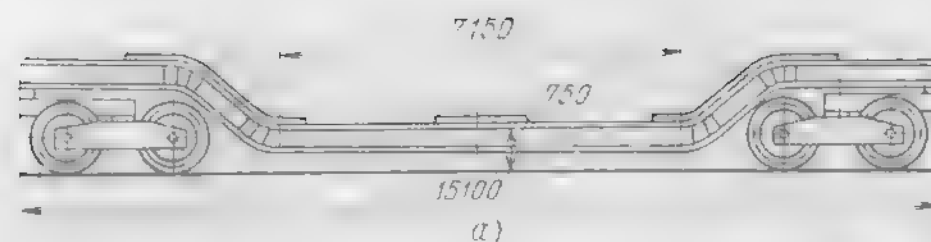


Рис. 17.2. Транспортер с пониженной погрузочной площадкой (а) и сочлененный транспортер грузоподъемностью 500 т с автотрансформатором АОДЦТ—667000/1150/500 (б)

руемыми грузами и сооружениями вблизи железнодорожных путей.

Допускается перевозка железнодорожным транспортом негабаритных грузов. Негабаритным считается такой груз, который, будучи погружен на подвижной состав, превышает установленный железнодорожный габарит. В зависимости от места выхода за габаритные очертания грузы могут иметь боковую, верхнюю или нижнюю негабаритность.

В зависимости от выхода размеров груза за габаритные очертания боковая и верхняя негабаритности подразделяются: боковая — на пять степеней: 0, I, II, III, IV; верхняя — на три степени: 0, II и III. Нижняя негабаритность степеней не имеет и допускается в исключительных случаях. Примеры очертаний боковой и верхней негабаритности показаны на рис. 17.1.

Грузы, которые при погрузке на подвижной состав выходят за пределы очертания верхней негабаритности III степени, боковой IV степени на высоте более 3600 мм от уровня головки рельса и за габариты погрузки на высоте более 5300 мм, относятся к сверхгабаритным. Перевозки их по железной дороге осуществляются с разрешения Главного управления движения МПС СССР.

Для обеспечения равномерной нагрузки на оси тележек трансформатор размещают на транспортёре таким образом, чтобы центры их тяжести были расположены на одной вертикальной оси. Отклонения не должны превышать допустимого для данного размера транспортёра значения. Для предохранения от смещения и опрокидывания их жестко закрепляют на транспортёре или платформе.

При расчете крепления учитывают следующие воздействующие на трансформатор в процессе перевозки силы:

продольные горизонтальные инерционные силы, возникающие при соударении вагонов при движении поезда во время маневров, спуска с горок и в процессе торможения;

поперечные горизонтальные инерционные силы, возникающие при движении вагона в кривых;

вертикальные силы, вызванные ускорениями при колебаниях движущегося вагона;

силы давления ветра, трения, вес груза.

Для перевозки мощных трансформаторов, имеющих значительные массу и габаритные размеры, применяют многоосные транспортёры площадочного (рис. 17.2, а) или сочлененного (рис. 17.2, б) типа. Транспортёры площадочного типа устанавливаются при помощи поворотных подпятников на многоосные тележки. С целью уменьшения транспортных габаритных размеров груза погрузочная часть несущей рамы опущена ниже верхнего уровня тележек.

17.3. Безрельсовая транспортировка трансформаторов

Безрельсовая транспортировка трансформаторов осуществляется специализированными организациями. Для обеспечения сохранности трансформаторов в период перевозки необходимо выполнять общие технические требования по безрельсовому транспортированию трансформаторов.

Грузоподъемность и механическая прочность транспортного средства должны соответствовать расчетным нагрузкам, т. е. транспортной массе с учетом возникающих при транспортировке дополнительных нагрузок. База (расстояние между крайними точками опоры на грунт по оси движения) и колея (расстояние между крайними точками опоры на грунт по оси, перпендикулярной направлению движения) транспортного средства должны быть достаточными для обеспечения запаса устойчивости системы трансформатор — транспортное средство при воздействии на нее расчетных нагрузок. Размеры грузовой платформы транспортного средства должны допускать свободную установку на нее трансформатора. Между дном трансформатора и платформой должны быть проложены деревянные брусья.

Перевозка трансформаторов на трейлере (прицепе) произ-

водится по дорогам, имеющим твердое покрытие в виде асфальта, бетона и т. д. Трасса транспортировки должна быть ровной, не иметь значительных уклонов (более 15%) и крутых поворотов. Имеющиеся на трассе сооружения (мосты, насыпи и др.) должны быть рассчитаны на грузоподъемность массы автопоезда. Следует иметь в виду, что имеющиеся на трассе неровности могут привести к неравномерной нагрузке на колеса трейлера и вызвать его поломку, поэтому перед транспортировкой трассу тщательно подготавливают. Имеющиеся на трассе выбоины и повреждения засыпают щебнем и укатывают катками. Не рассчитанные на требуемую для перевозки трансформатора грузоподъемность сооружения должны быть усилены. К началу перевозки должен быть решен вопрос проезда через имеющиеся на трассе и препятствующие движению автопоезда сооружения и коммуникации (высоковольтные линии, водо- и газопроводы и др.). Этот вопрос решается совместно с организациями, в чьем ведении находятся эти сооружения.

Для перевозки крупногабаритных трансформаторов разрабатывают проект организации работ (ПОР), в котором указывается согласованное с МПС место разгрузки трансформатора с железнодорожного транспорта, приводятся выполненные технические расчеты схемы перевозки, согласованные с местными органами власти и организациями, в ведении которых находятся расположенные на трассе сооружения. Составляют смету стоимости производства работ.

На основании ПОР организация, которой поручена перевозка трансформатора, разрабатывает проект производства работ (ППР). В ППР производят расчет необходимых тяговых усилий и выбор типа и количества тягачей, приводят подробную характеристику трассы, разрабатывают способы прохождения различных участков пути, определяют состав и квалификацию бригады, приводят перечень необходимых механизмов, оборудования и материалов, дают указания по соблюдению техники безопасности при транспортировке. В ППР также разрабатывают способы разгрузки и погрузки трансформатора.

Для перевозки трансформатора назначают ответственного руководителя из числа инженерно-технических работников, который в своей деятельности руководствуется ПОР и ППР.

Если масса трансформатора с маслом больше грузоподъемности автотрейлера, то на время перевозки допускаются слив масла в чистую емкость и заполнение трансформатора сухим азотом. При этом необходимо принять меры по обеспечению герметичности трансформатора на все время перевозки.

Транспортировка трансформаторов на санях прицепов является наиболее трудоемкой и опасной из всех применяемых в настоящее время способов безрельсовой перевозки трансформа-

торов. Она применяется в случае отсутствия требуемых для перевозки трансформатора автотраилером дорог.

Сани изготовляют из листов толстолистовой стали (15—20 мм), на которые для жесткости приваривают раму. Трансформатор устанавливают на шпалы, проложенные поперек рамы, и закрепляют при помощи проволочных растяжек. Дно трансформатора закрепляют стяжками за проушины, приваренные к саням, а верх — при помощи крестообразно располагаемых растяжек. При перевозке на дальние расстояния на санях приваривают специальные упоры, чтобы предотвратить смещение трансформатора. Перед производством работ разрабатываются ПОР и ППР, в которых отражены те же вопросы, которые возникают при организации работ по перевозке трансформаторов автотраилерами.

Из-за большого коэффициента трения для перевозки мощных трансформаторов требуется значительное тяговое усилие. Это вызывает необходимость применения значительного количества тягачей, различных схем их сцепления. В качестве тягачей обычно применяют тракторы С-100, последовательно соединенные между собой. Для прохождения участков пути с большим трением применяют схемы с двумя шестиниточными полиспастами. При этом в качестве якоря используют бульдозеры С-100.

В связи с большой массой подвижного состава и возникающими в процессе транспортировки значительными нагрузками на дорожные покрытия трассу выбирают таким образом, чтобы она не проходила через населенные пункты, мосты и другие сооружения и коммуникации. На трассе не должно быть оврагов и значительных уклонов и подъемов (более 15%), а также участков с интенсивным движением транспорта. При переезде через железнодорожные переезды, шоссе с твердым покрытием и другие коммуникации принимаются меры по обеспечению их сохранности. При спусках обязательно предусматривается торможение состава тягачами, жестко сцепляемыми с санями.

В зимнее время при длительных остановках сани примерзают к грунту, что значительно увеличивает необходимое для трогания усилие. В этих случаях для «отрыва» применяют гидродомкраты либо при помощи трактора под всей опорной площадью саней протаскивают трос. В гололед перевозка не допускается.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается подготовка трансформатора к транспортированию?
2. Основные способы транспортирования трансформаторов.

Глава восемнадцатая

НЕКОТОРЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИЯ

18.1. Технические решения при разработке трансформатора ТЦ—666000/500 -У4

Реализацию перспективных путей развития отечественного трансформаторостроения можно рассмотреть на примере разработки мощного трехфазного трансформатора для Рогунской ГЭС.

Первоначально проектные работы по сооружению Рогунской ГЭС проводились из условий использования серийно выпускаемых трансформаторов ТЦ—630000/500 по ГОСТ 17544-85 с некоторой модернизацией в части применения кабельных вводов с вертикальным выводом кабеля и уменьшения угла наклона вводов 500 кВ. Однако по требованию заказчика была поставлена задача создания нового трансформатора на высоком техническом уровне, отвечающего современным представлениям по надежности, удобству монтажа и эксплуатации. При этом учитывались специфические требования к трансформаторам для Рогунской ГЭС:

- установка трансформатора в подземном трансформаторном помещении;

- транспортировка трансформатора в туннелях подземных подъездных путей;

- увеличение мощности трансформатора до 666 МВ·А;

- ограничение транспортной массы до 300 т, определяемой максимальной грузоподъемностью имеющихся транспортных средств (автотраилера) по доставке трансформатора от железной дороги до станции.

Исходя из этих требований, необходимо было максимально уменьшить размеры трансформатора и его транспортную массу.

Для реализации поставленной задачи были приняты следующие основные направления проектирования трансформатора:

- внедрение сниженных уровней испытательных напряжений;
- разработка и внедрение новых технических решений, направленных на снижение потерь электроэнергии, массы и размеров трансформаторов;

- разработка и внедрение новых комплектующих изделий и материалов;

- разработка и внедрение новых конструктивных и технологических мероприятий, направленных на сокращение монтажных работ, увеличение срока службы до первого капитального ремонта, удобство эксплуатации;

- применение сниженных испытательных напряжений для трансформаторов Рогунской ГЭС (табл. 18.1).

Как известно, внедрение сниженных испытательных напряжений является эффективной мерой повышения технического

Таблица 18.1. Испытательные напряжения

Испытательное напряжение относительно земли, кВ	Испытательное напряжение относительно земли, кВ				к. м. онного им-пульса, максим. значение
	промышлен-ной и токи действующее значение		грузового импульса, максимальное значение		
	одно-минут-ное	длин-тельное	полный	срезанный	
ТЦ—630000/500 (ГОСТ 1516.1-76)	630	425	1550	1650	1230
ОРЦ —135000/500—78У1	—	425	900	1000	850
ТЦ—666000/500—У4 (проект)	460	425	1050	1150	950

уровня трансформаторов, в первую очередь, уменьшения размеров и массы, снижения потерь ХХ.

Реализация этого напряжения стала возможной благодаря промышленному освоению ограничителей перенапряжений, а также накоплению опыта эксплуатации трансформаторов со сниженным уровнем испытательных напряжений.

Снижение испытательных напряжений в трансформаторе ТЦ 666000/500 позволило по сравнению с трансформатором ТЦ 630000/500 (ГОСТ 17544-85) уменьшить изоляционные промежутки при некотором увеличении запасов электрической прочности за счет совершенствования конструкции. Значительное снижение испытательных напряжений грозовых импульсов позволило осуществить переход от перекрестной обмотки 500 кВ к непрерывной, что привело к уменьшению размеров витковой изоляции провода, т. е. повышению коэффициента заполнения медью площади обмотки, и значительному снижению трудоемкости ее изготовления. Для обеспечения электрической прочности обмотки при воздействии грозовых импульсов разработана схема с использованием «холостых» витков. Модель непрерывной обмотки класса 500 кВ с «холостыми» витками была испытана воздействиями, превышающими испытательные по ГОСТ 1516.1-76 на 10%.

Уменьшение изоляционных промежутков позволило уменьшить размеры остова и бака, снизить массу и потери ХХ. Однако это привело к увеличению электромагнитных нагрузок, т. е. к увеличению потерь КЗ. Для того чтобы сохранить уровень потерь КЗ в трансформаторе на уровне потерь КЗ по ГОСТ 17544-85, приняты следующие меры: увеличена индукция в стержне до 1,723 Тл; в обмотке ВН применен транспонированный привод ПТБ $\frac{1,8 \times 6,3}{1,36} \times 11$. Расчеты показали, что применение

транспонированного провода в обмотке ВН по сравнению с подразделенным проводом снижает добавочные потери в обмотке на 80 кВт.

Для оценки принципиальной возможности намотки непрерывной обмотки из транспонированного провода был изготовлен макет обмотки ВН с параметрами трансформатора ТЦ 666000/500. Опытная проверка показала, что применение транспонированного провода вместо подразделенного обеспечивает такое же качество намотки.

Ввиду значительного тока в обмотке НН (14 кА) возникли серьезные проблемы снижения добавочных потерь и превышений температур бака и ярмовой балки от тока в отводах НН. Для оптимизации конструкции проведено специальное исследование по превышениям температур бака и балки.

Увеличение индукции в стержне также способствует снижению массы трансформатора. Однако для обеспечения потерь ХХ на уровне зарубежных трансформаторов и стандарта перспективных требований (ГОСТ 27031-86) предусмотрено применение электротехнической стали марки 3407 толщиной 0,3 мм и внедрение полного косого стыка пластин.

В обмотке НН применен склеенный транспонированный провод, который по сравнению с обычным транспонированным проводом повышает радиальную устойчивость обмотки примерно в 2 раза. Кроме того, применяемые меры по сохранению усилий запрессовки обмоток в эксплуатации также направлены на повышение электродинамической стойкости обмоток.

Необходимо отметить еще одно новое конструктивное решение, направленное на повышение технического уровня трансформатора,— конструкция отвода 500 кВ, позволяющая выполнить его соединение с вводом 500 кВ на уровне крышки бака.

Преимущество такой конструкции заключается в том, что изоляционные расстояния между обмотками ВН разных фаз, обмоткой ВН и боковым ярмом и до бака определяются только воздействием на эти промежутки испытательных напряжений. Так как подсоединение отвода к вводу выполняется на уровне крышки бака, стало возможным уменьшить угол наклона ввода 500 кВ по поперечной оси с 13 до 0°, что приводит к уменьшению массы и размеров трансформаторов и позволяет осуществить установку вводов 500 кВ без слива масла (при транспортировке с маслом). Значительно уменьшаются размеры и масса самих вводов 500 кВ, т. к. размеры нижней части вводов теперь определяются только электрической прочностью ввода в отличие от существующих конструкций, где эти размеры обусловлены подсоединением отвода к вводу в середине обмотки. Разработаны конструкция вывода обмотки 500 кВ с изоляцией маслостойкого типа и конструкция установки ввода с использованием деталей сложной конфигурации из бумажной массы, технология

изготовления которых освоена в ПО «Запорожтрансформатор».

Весьма актуальной в настоящее время для трансформаторов больших мощностей является проблема увеличения срока службы до первого капитального ремонта.

В настоящее время срок службы до первого капитального ремонта силовых трансформаторов определяется необходимостью подпрессовки обмоток вследствие ослабления прессовки в процессе эксплуатации.

Поэтому была поставлена задача разработать конструкцию прессовки и технологию изготовления обмоток, обеспечивающих сохранение усилий запрессовки в эксплуатации.

Принято следующее направление работ:

применение в обмотках жесткого (безусадочного) электрокартона;

внедрение нового технологического процесса сушки обмоток под постоянным давлением (удельное давление на дистанционные прокладки не менее 6 МПа) и технологического процесса I сборки, обеспечивающего пребывание на воздухе обмоток после сушки не более 3 сут;

применение новой конструкции прессующего устройства, поддерживающего заданные усилия запрессовки обмоток в эксплуатации.

Использование жесткого электрокартона и сушки обмоток под давлением позволяют стабилизировать высоту обмотки и значительно уменьшить усадку изоляции в эксплуатации.

Поддержание усилий запрессовки обмоток в эксплуатации обеспечивается конструкцией прессовки с использованием пружинных домкратов. Для того чтобы установка пружинных домкратов не приводила к увеличению размеров магнитопровода и бака, т. е. снижению технико-экономических показателей, разработаны соответствующая форма верхнего горизонтального ярма и прессовка обмоток в четырех точках. При этом отпадает необходимость в традиционных яровых балках, упрощается прессовка обмоток на III сборке.

Для подтверждения расчетных усилий запрессовки обмоток в эксплуатации намечается на одном из трансформаторов ТЦ—666000/500 установить датчики усилий запрессовки и провести их измерения в течение двух-трех лет. По результатам этих измерений будет уточнен срок до первого капитального ремонта или принято решение о возможности отказа от капитальных ремонтов в течение всего срока службы трансформаторов.

В таблице 18.2 приведены основные характеристики трансформаторов ТЦ—666000/500, ТЦ—630000/500 по ГОСТ 17544-85 и ГОСТ 27051-86. По сравнению с трансформатором ТЦ—630000/500 в проектируемом трансформаторе потери ХХ снижены на 90 кВт (22%), полная масса на 59 т (13,5%), транспортная масса без масла на 44 т (13%). Снижение транспортной массы

Таблица 18.2. Сравнение технических характеристик трансформаторов

Характеристика	Тип трансформатора		
	ТЦ 630000/500		ТЦ—666000/500
	ГОСТ 17544-85	ГОСТ 27051-86 (перспективные разработки)	
Год разработки	1978	—	1988
Диаметр стержня магнитопровода, мм	1400	—	1280
Индукция в стержне, Тл	1,645	—	1,723
Напряжение КЗ, %	14	—	15,6/14,5*
Потери, кВт	ХХ	420	330
	КЗ	1210	1400/1210 *
	полные	1630	1730/1540 *
Масса, т	электротехнической стали	229,7	192
	обмоточного провода	51,2	51,7
	масла	73	59
	транспортная	395	345
	с маслом без масла	344	300
	полная **	425	390
Габаритные размеры ** мм, не более	длина	12 350	11 030
	ширина	6150	4600
	высота	9900	10 200

* При мощности 630000 кВт·А

** Без учета системы охлаждения и кабельных вводов

до 300 т позволяет решить проблему перевозки трансформатора от железной дороги до места его установки на станции.

Сравнение с характеристиками блочных трансформаторов ипофирм показывает, что разрабатываемый трансформатор по удельной массе и потерям ХХ находится на уровне лучших зарубежных образцов, а по потерям КЗ превосходит их. Характеристики трансформатора превосходят также характеристики трансформатора ТЦ—630000/500 по ГОСТ 27051-86 (перспективные требования), подлежащего внедрению в будущем (табл. 18.2).

18.2. Автоматизированное проектирование трансформаторов

В настоящее время отсутствуют аналитические выражения, позволяющие однозначно получить наилучшее решение с учетом технических, технологических и тем более производственных ограничений, поэтому расчет типоразмеров трансформаторов

на заводах осуществляется вручную путем проб и переборов ограниченного числа вариантов сочетаний независимых переменных.

Учитывая возможность получения при имеющемся разнообразии проводов ряда работоспособных вариантов типонсполнения, удовлетворяющих основным техническим требованиям, трудно ожидать, что расчетчик, располагая ограниченным лимитом времени, будет (или сможет) добиваться действительно наилучшего решения. Обычно ручное проектирование ограничивается проработкой нескольких вариантов и выбором наилучшего из них. Это приводит к определенному перерасходу активных материалов и к неоправданно высоким затратам времени на поиск лучшего варианта.

В настоящее время проектирование трансформаторов в конструкторских бюро заводов, научно-исследовательских организациях осуществляется на базе применения ЭВМ. Однако ограниченные технические возможности этих ЭВМ не позволяют создать автоматизированные системы, обеспечивающие комплексное промышленное проектирование трансформаторов на уровне современных требований.

Создание единой серии ЕС ЭВМ и широкое внедрение ее на трансформаторных заводах, в учебных и научно-исследовательских институтах создало возможность разработки и тиражирования систем автоматизированного проектирования трансформаторов (САПР) на новой основе, объединенной едиными программным, информационным и лингвистическим видами обеспечения.

Следует подчеркнуть, что только системное использование средств вычислительной техники в режиме ЭВМ—человек позволяет существенно увеличить производительность труда инженера-проектировщика.

Система автоматизированного проектирования обеспечивает выполнение: оптимального расчета трансформатора; полного расчета трансформатора; решения локальных расчетных задач, а также обеспечивает изготовление проектной документации; проведение оптимизированных и исследовательских расчетов на упрощенной математической модели трансформатора.

Для проектирования крупных силовых трансформаторов разработана САПР—ТОН, т. е. система для проектирования трансформаторов общего назначения, которая позволяет также реализовать математические модели по расчетам импульсных напряжений в обмотках, магнитного поля рассеяния, распределения тока в параллельных ветвях обмоток, сопротивления КЗ и др.

Создание систем автоматического проектирования открывает возможность разработки интегрированных систем, примером которых является отраслевая САПР трансформаторов ОСАПР.

Особенности ОСАПР:

возможность решения любой задачи при проектировании заданного класса трансформаторов;

наличие базы данных, содержащей полную информацию о проектируемых трансформаторах данного класса;

отработка единой отраслевой автоматизированной технологии принятия проектных решений на основе ОСАПР;

наличие единого проблемно-ориентировочного языка проектирования

Учитывая, что процесс конструирования — творческая работа, перспективными являются диалоговые системы машинной графики, в которых обеспечивается взаимодействие проектировщика и ЭВМ с помощью специальных программных и аппаратных средств.

Чертеж детали или узла создается на основе геометрической модели объекта, для синтеза которой необходима обширная геометрическая информация, получаемая в процессе конструирования; для решения таких задач создается чертежно-графическая подсистема (ЧГП САПР), в реализации которой достигнуты первые успехи.

Глава девятнадцатая

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

19.1. Задание на проектирование трансформатора
ТМ—6300/35

Задание на расчет силового трансформатора удобно выдавать на специальном листе задания, примерная форма которого приведена ниже.

З а д а н и е
для курсового проектирования по предмету:
«Проектирование трансформаторов»
учащемуся (йся) курса группы

Тема задания: Спроектировать трансформатор ТМ—6300/35.

Исходные данные для расчета:

- | | |
|---|-------------------------------|
| 1. Номинальная мощность
6300 кВ·А | 6. Потери КЗ— P_K 46 500 Вт |
| 2. Обмотка ВН $35 \pm (2 \times 2,5\%)$ кВ | 7. Потери ХХ— P_X 7600 Вт |
| 3. Обмотка НН 10,5 кВ | 8. Напряжение КЗ 7,5% |
| 4. Схема и группа соединения обмоток У/Д-11 | 9. Ток ХХ 0,6% |
| 5. Частота 50 Гц | |

Курсовая работа выполняется в объеме:

1. Общая часть

- 1.1. Пути развития отечественного трансформаторостроения
- 1.2. Характеристика основных узлов проектируемого трансформатора

2. Расчетная часть

- 2.1. Расчет основных электрических величин трансформатора
- 2.2. Выбор изоляционных расстояний и расчет основных размеров

- 2.3. Выбор конструкции и расчет обмоток НН и ВН
- 2.4. Расчет параметров КЗ
- 2.5. Расчет магнитной системы и характеристик ХХ
- 2.6. Определение КПД трансформатора
- 2.7. Тепловой расчет трансформатора
- 2.8. Расчет массы трансформатора

Приложение: Расчетная таблица

Дата выдачи Дата сдачи

Проект принят 19 г. с оценкой

Зав. отделением Преподаватель

Пояснительная записка должна иметь рисунки по ходу расчета:

- основные размеры трансформатора (рис. 6.1);
- сечение катушки обмотки НН и ВН (рис. 7.2);
- схема регулирования напряжения (рис. 7.5);
- определение добавочных потерь в обмотках (рис. 8.7);
- расчет осевых сил (рис. 8.12);
- определение механических напряжений в обмотках (рис. 8.13);
- определение массы элементов магнитопровода (рис. 9.1);
- сечение стержней и ярм (рис. 9.2);
- определение тепловых поправок (рис. 10.4);
- размеры радиатора (рис. 10.5).

Общая часть

Пути развития отечественного трансформаторостроения и характеристики основных узлов проектируемого трансформатора учащиеся излагают, используя введение книги, § 1.1 и периодическую литературу объемом две-три страницы.

19.2. Расчетная часть проекта

19.2.1. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Мощность одной фазы и одного стержня, кВ·А,

$$S' = \frac{S}{m} = \frac{6300}{3} = 2100.$$

Номинальные линейные токи на сторонах, А,

$$ВН I_{ВН} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ВН}} = \frac{6300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35\,000} = 104,$$

$$НН I_{НН} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{НН}} = \frac{6300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10\,500} = 346.$$

Фазные токи, А, обмоток при схеме соединения звезда равны линейным токам, фазные токи при схеме соединения

треугольник

$$I_1 = I/\sqrt{3},$$

$$I_{\phi, \text{ВН}} = I_{\text{ВН}} = 104; \quad I_{\phi, \text{НН}} = \frac{I_{\text{НН}}}{\sqrt{3}} = \frac{346}{\sqrt{3}} = 200.$$

Фазные напряжения обмоток ВН и НН при соединении звезда, В,

$$U_{\phi, \text{ВН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{35000}{\sqrt{3}} = 20207,$$

при схеме соединения треугольник, В,

$$U_{\phi, \text{НН}} = U_{\text{НН}} = 10500.$$

19.2.2. ВЫБОР ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАССТОЯНИЙ И РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ ТРАНСФОРМАТОРА

Испытательные напряжения (по табл. 5.1): для обмотки ВН $U_{\text{исп, ВН}} = 85$ кВ, для обмотки НН $U_{\text{исп, НН}} = 35$ кВ.

По табл. 4.1 выбираем тип обмоток.

Обмотка ВН при напряжении 35 кВ и токе 104 А и обмотка НН при напряжении 10,5 кВ и токе 200 А — непрерывные.

Для испытательного напряжения обмотки ВН $U_{\text{исп, ВН}} = 85$ кВ по табл. 5.3 находим изоляционные расстояния (рис. 6.1):

$$a_{12} = 2,7 \text{ см}, \quad h_0 = 7,5 \text{ см}, \quad a_{22} = 3 \text{ см};$$

для $U_{\text{исп, НН}} = 35$ кВ по табл. 5.2 находим $a_{01} = 1,75$ см.

Расчет основных размеров трансформаторов.

Определяем диаметр стержня, см,

$$D_0 = 16 \sqrt[4]{\frac{S' \beta a_p \kappa_p}{f \Pi B^2 \kappa^2}} = 16 \sqrt[4]{\frac{2100 \cdot 1,2 \cdot 6,8 \cdot 0,95}{50 \cdot 6,46 \cdot 1,65^2 \cdot 0,9^2}} = 34,98,$$

$\beta = 1,2$ (табл. 6.1); $\kappa_p = 0,95$; $\kappa_c = 0,9$; $B_c = 1,65$ Тл;

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} \approx 2,7 + 4,1 = 6,8 \text{ см},$$

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = \kappa_{\text{кр}} \sqrt[4]{S'} = 0,6 \sqrt[4]{2100} = 4,1 \text{ см}; \quad \kappa_{\text{кр}} = 0,6 \text{ (табл. 6.3)},$$

$$u_p = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - u_{\text{а}}^2} = \sqrt{7,2^2 - 0,74^2} = 7,46\%,$$

$$u_{\text{а}} = \frac{P_{\text{к}}}{10S} = \frac{10500}{10 \cdot 6300} = 0,74\%.$$

Берем нормализованный диаметр $D_0 = 34$ см (табл. 9.1), где $P_{\phi, c} = 829 \text{ см}^2$.

Выбираем сталь марки 3405 толщиной 0,3 мм с жаростойким покрытием с отжигом (табл. 3.1 и 3.2), $\kappa_3 = 0,96$.

Определяем ЭДС витка, В,

$$u_{\text{в}} = 4,44 f B_c P_c \cdot 10^{-4} = 4,44 \cdot 50 \cdot 16,5 \cdot 796 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 29,16, \text{ где } P_c = \kappa_3 P_{\phi, c} = 0,96 \cdot 829 = 796 \text{ см}^2.$$

Определяем высоту обмотки, см,

$$H_{01} = \pi D_{12} / \beta = \pi \cdot 47,6 / 1,2 = 125,$$

где $D_{12} = a D_0 = 1,4 \cdot 34 = 47,6$ см, $a = 1,4 \div 1,45$ для алюминиевого провода.

19.2.3. РАСЧЕТ ОБМОТОК

Расчет обмотки НН (по § 7.1).

Число витков на одну фазу обмотки НН

$$\omega_{\text{НН}} = 10500 / 29,16 = 360.$$

Уточняем ЭДС одного витка, В,

$$u_{\text{в, НН}} = U_{\phi, \text{НН}} / \omega_{\text{НН}} = 10500 / 360 = 29,17.$$

Действительная индукция в стержне, Тл,

$$B_c = \frac{u_{\text{в, НН}} \cdot 10^4}{4,44 f P_c} = \frac{29,17 \cdot 10^4}{4,44 \cdot 50 \cdot 796} = 1,65.$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$P_{\text{в, НН}} = \frac{I_{\phi, \text{НН}}}{j} = \frac{200}{1,8} = 111,$$

по табл. 7.1 — средняя плотность тока равна 1,8 А/мм² для алюминиевого провода.

Обмотку выбираем непрерывную и расчет ведем по § 7.4.

Выбираем провод (табл. 7.2) с изоляцией на две стороны 0,5 мм:

$$\text{АПБ} \times n_{\text{пр}} \times \frac{a \times b}{a' \times b'} = 2 \times \frac{3,55 \times 16,0}{4,05 \times 16,5} = 2 \cdot 56,25 = 112,5 \text{ мм}^2, \text{ где } n_{\text{пр}} =$$

2, т. е. два провода в витке, $P_{\text{в, НН}} = 112,5 \text{ мм}^2$.

Уточняем плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{НН}} = P_{\phi, \text{НН}} / P_{\text{в, НН}} = 200 / 112,5 = 1,777.$$

Число катушек на одном стержне

$$\frac{H_{01} + h_{\text{кан}}}{b' + h_{\text{кан}}} = \frac{125 + 0,4}{1,65 + 0,4} = 61,17,$$

где $h_{\text{кан}}$ — высота канала выбрана равной 0,4 см.

Принимаем 60 катушек.

Число витков в катушке

$$\omega_{\text{кат, НН}} = \frac{\omega_{\text{НН}}}{n_{\text{кат, НН}}} = \frac{360}{60} = 6.$$

Определяем высоту обмотки, см,

$$H_{0, \text{НН}} = b' n_{\text{кат, НН}} + \kappa_y h_{\text{кан}} (n_{\text{кат, НН}} - 1) =$$

$$= 1,65 \cdot 60 + 0,95 \cdot 0,4 (60 - 1) = 123.$$

Определяем радиальный размер обмотки, см (см. рис. 7.3),

$$a_1 = a' n_{\text{пр}} w_{\text{кат, НН}} = 0,405 \cdot 2 \cdot 6 = 4,86.$$

Внутренний диаметр обмотки, см,

$$D'_1 = D_0 + 2a_1 = 34 + 2 \cdot 1,75 = 37,5.$$

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_1 + 2a_1 = 37,5 + 2 \cdot 4,86 = 47,22.$$

Расчет обмотки ВН (по § 7.1).

Число витков на одну фазу обмотки ВН

$$w_{\text{ном, ВН}} = w_{\text{НН}} \frac{U_{\text{ф, ВН}}}{U_{\text{ф, НН}}} = 360 \frac{20 \cdot 207}{10 \cdot 500} = 693.$$

Число витков на одной ступени регулирования

$$w_p = 2,5 w_{\text{ном, ВН}} / 100 = 2,5 \cdot 693 / 100 = 17,325,$$

принимаем 17 витков.

Число витков на ответвлениях:

$$+ 5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{ном, ВН}} + 2w_p = 693 + 2 \cdot 17 = 727,$$

$$+ 2,5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{ном, ВН}} + w_p = 693 + 17 = 710,$$

$w_{\text{ном, ВН}} = 693$, номинальное напряжение.

$$- 2,5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{ном, ВН}} - w_p = 693 - 17 = 676,$$

$$- 5\% w_{\text{ВН}} = w_{\text{ном, ВН}} - 2w_p = 693 - 2 \cdot 17 = 659.$$

Ориентировочная плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{ВН}} = 2J - J_{\text{НН}} = 2 \cdot 1,8 - 1,777 = 1,823.$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$P_{\text{в, ВН}} = I_{\text{ф, ВН}} / J_{\text{ВН}} = 104 / 1,823 = 57,04.$$

Выбираем непрерывную обмотку и расчет ведем по § 7.4.

Выбираем реальное сечение провода по табл. 7.2:

$$\text{АПБ} \times \frac{a \times b}{a \times b'} = \frac{3,55 \cdot 16,0}{4,05 \cdot 16,5} = 56,25 \text{ мм}^2; \quad P_{\text{в, ВН}} = 56,25 \text{ мм}^2.$$

Уточняем плотность тока, А/мм²,

$$J_{\text{ВН}} = I_{\text{ф, ВН}} / P_{\text{в, ВН}} = 104 / 56,25 = 1,849.$$

Провод унифицированный, т. е. один и тот же в обеих обмотках, поэтому и число катушек принимаем равное, т. е. 10.

Число витков в регулировочных катушках принимаем 8,5, т. к. на каждой ступени берем по 2 катушки, следовательно, регулировочных катушек будет 8, а значит, основных будет 52.

Число витков в основных катушках

$$w_{\text{кат, ВН}} = w_{\text{ВН}} / n_{\text{кат, ВН}} = 659 / 52 = 12,67.$$

Приводим число витков к целым числам с помощью системы уравнений

$$\begin{cases} 12x + 13y = 659; \\ x + y = 52, \end{cases}$$

решая которую получим $y = 35$, $x = 17$, т. е. 35 катушек имеют по 13 витков и 17 катушек имеют по 12 витков.

Высота обмотки, см,

$$H_{\text{ВН}} = b' n_{\text{кат, ВН}} + k_y h_{\text{кан}} (n_{\text{кат, ВН}} - 2) + h_{\text{к, р}} = 1,65 \cdot 60 + 0,94 \times \times 0,4 \cdot (60 - 2) + 1,5 = 123.$$

$h_{\text{к, р}} = 1,5$ см — канал в разрыве обмотки.

Определяем радиальный размер обмотки, см,

$$a_2 = a' w_{\text{кат, ВН}} = 4,05 \cdot 13 = 5,27.$$

Внутренний диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_1 + 2a_2 = 47,22 + 2 \cdot 2,7 = 52,62.$$

Наружный диаметр обмотки, см,

$$D'_2 = D'_2 + 2a_2 = 52,68 + 2 \cdot 5,27 = 63,16.$$

19.2.4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Потери короткого замыкания (по § 8.2).

Основные потери НН, Вт,

$$P_{\text{осн, НН}} = 12,75 J_{\text{НН}}^2 M_{\text{А, НН}} = 12,75 \cdot 1,777^2 \cdot 436 = 17\,544.$$

Масса металла обмотки НН, кг (рис. 7.1),

$$M_{\text{А, НН}} = 8,47 \cdot c \frac{D'_1 + D''}{2} w_{\text{ВН}} P_{\text{в, ВН}} \cdot 10^{-5} =$$

$$= 8,47 \cdot 3 \frac{37,5 + 47,22}{2} 360 \cdot 112,5 \cdot 10^{-5} = 436.$$

Основные потери обмотки ВН, Вт,

$$P_{\text{осн, ВН}} = 12,75 J_{\text{ВН}}^2 M_{\text{А, ВН}} = 12,75 \cdot 1,849^2 \cdot 572 = 24\,933.$$

Масса металла обмотки ВН, кг,

$$M_{\text{А, ВН}} = 8,47 \cdot c \frac{D'_2 + D_2}{2} w_{\text{ном, ВН}} P_{\text{в, ВН}} \cdot 10^{-5} =$$

$$= 8,47 \cdot 3 \frac{52,62 + 63,16}{2} 693 \cdot 56,25 \cdot 10^{-5} = 572,$$

$w_{\text{ВН}} = 12$ — число витков на основном ответвлении.

Добавочные потери в обмотке НН (рис. 8.7)

$$k_{\text{д, НН}} = 1 + 0,037 \beta_{\text{д, НН}}^2 a_{\text{НН}}^4 n_{\text{НН}}^2 = 1 + 0,037 \cdot 0,74^2 \cdot 0,355^4 \cdot 12^2 = 1,046,$$

$$\beta_{д. НН} = \frac{b_{НН} m_{НН}}{H_{о. НН}} \kappa_p = \frac{1,6 \cdot 60}{123} 0,95 = 0,74.$$

Добавочные потери в обмотке ВН (рис. 8.7)

$$\kappa_{д. ВН} = 1 + 0,037 \beta_{д. ВН} \frac{a_{ВН}^2}{a_{ВН}} = 1 + 0,037 \cdot 0,74 \cdot 0,355^2 \cdot 123 = 1,051.$$

$$\beta_{д. ВН} = \frac{b_{ВН} m_{ВН}}{H_{о. ВН}} \kappa_1 = \frac{1,6 \cdot 60}{123} 0,95 = 0,74$$

Основные потери в отводах.

Длина отводов для схемы соединения треугольник, см.

$$l_{отв. НН} = 14 \cdot H_{о. НН} = 14 \cdot 123 = 1702,$$

для схемы соединения звезда, см.

$$l_{отв. ВН} = 7,5 \cdot H_{о. ВН} = 7,5 \cdot 123 = 922.$$

Масса отводов НН, кг.

$$M_{отв. НН} = P_{в. ВН} l_{отв. НН} \gamma_A \cdot 10^{-8} = 112,5 \cdot 1702 \cdot 2700 \cdot 10^{-8} = 5,2.$$

Потери в отводах НН, Вт.

$$P_{отв. НН} = 12,75 J_{НН}^2 M_{отв. НН} = 12,75 \cdot 1,777^2 \cdot 5,2 = 209.$$

Масса отводов ВН, кг.

$$M_{отв. ВН} = P_{в. ВН} l_{отв. ВН} \gamma_A \cdot 10^{-8} = 56,25 \cdot 922 \cdot 2700 \cdot 10^{-8} = 1,4.$$

Потери в отводах ВН, Вт.

$$P_{отв. ВН} = 12,75 J_{ВН}^2 M_{отв. ВН} = 12,75 \cdot 1,849^2 \cdot 1,4 = 61.$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции приближенно: $\kappa_6 = 0,03$ (см. п. 8.2.4), Вт.

$$P_6 = 10 \kappa_6 S = 10 \cdot 0,03 \cdot 6300 = 1890.$$

Полные потери КЗ, Вт.

$$P_k = \kappa_{д. НН} P_{осн. НН} + \kappa_{д. ВН} P_{осн. ВН} + P_{отв. НН} + P_{отв. ВН} + P_6 = 1,046 \cdot 17\,544 + 1,054 \cdot 24\,933 + 209 + 61 + 1890 = 46\,790$$

$$\text{или } \frac{46\,790}{46\,500} 100 = 100,623 \%$$

Расчет напряжения КЗ (по § 8.3).

Активная составляющая, %.

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{46\,790}{10 \cdot 6300} = 0,74 \%$$

Реактивная составляющая, %.

$$u_r = \frac{7,92 f S' \beta a_p \kappa_p \kappa_q}{u_a^2} = \frac{7,92 \cdot 50 \cdot 2100 \cdot 1,275 \cdot 6,07 \cdot 0,967 \cdot 1,04}{29,17^2} = 7,55 \%$$

$$\beta = \frac{\pi D_{12}}{H} = \frac{\pi \cdot 49,92}{123} = 1,275.$$

$$D_{12} = D'' + a_{12} = 47,22 + 2,7 = 49,92 \text{ см.}$$

$$a_p = \frac{a_1 + a_2}{3} + a_{12} = 2,7 + \frac{4,8 + 5,27}{3} = 6,07 \text{ см.}$$

$$\kappa_p = 1 - \sigma(1 - e^{-\beta}) = 1 - 0,033(1 - e^{-1,275}) = 0,967.$$

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi H} = \frac{2,7 + 4,86 + 5,27}{\pi \cdot 123} = 0,033.$$

$$\kappa_1 = 1 + \frac{H x^2}{\kappa_{д. ВН} a_{ВН}} = 1 + \frac{123 \cdot 0,076^2}{3 \cdot 6,07 \cdot 0,967} = 1,01.$$

$$x = \frac{h_x}{H_o} = \frac{9,45}{123} = 0,076.$$

$$u_k = \sqrt{u_p^2 + u_a^2} = \sqrt{7,55^2 + 0,72^2} = 7,58 \%$$

$$\text{или } \frac{7,58}{7,5} = 101,06 \%$$

Расчет механических сил в обмотках (по § 8.4).

Установившийся ток КЗ, А.

$$I_{к.у} = I_{к.нн} \frac{100}{u_p} = 200 \frac{100}{7,58} = 2638.$$

Мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания, А.

$$i_{к.мах} = 1,41 \kappa_{мах} I_{к.у} = 1,41 \cdot 1,74 \cdot 2638 = 6432,$$

$$\kappa_{мах} = 1 + e^{\frac{-\pi u_a}{u_p}} = 1 + e^{\frac{-\pi \cdot 0,72}{7,55}} = 1,74.$$

Радиальная сила, Н (рис. 8.9).

$$F_{р.с} = 0,628 (i_{к.мах} w_{НН})^2 \beta \kappa_p \cdot 10^{-6} = 0,628 (6432 \cdot 360)^2 \cdot 1,275 \cdot 0,967 \times 10^{-6} = 4\,151\,388.$$

Осевые силы по рис. 8.11, в, Н.

$$F_{о.с} = F_p \frac{a_p}{2 H_{о. НН}} = 4\,151\,388 \frac{6,07}{2 \cdot 123} = 104\,000,$$

$$F_{о.с.д} = F_p \frac{h_x}{a_p \kappa_p \kappa_x} = 4\,151\,388 \frac{17,65}{35 \cdot 0,967 \cdot 4} = 542\,000,$$

$a_p = 35$ см, $\kappa_x = 4$, $h_x = 17,65$ см.

Максимальная сжимающая сила, Н.

$$F_{сж. НН} = F_{о.с} + F_{о.с.д} = 104\,000 + 542\,000 = 646\,000$$

наблюдается в середине высоты обмотки НН.

Расчет обмоток на механическую прочность (по § 8.5).

Напряжение на сжатие, МПа, в проводе обмотки, НН, рис. 8.13, а:

$$\sigma_{сж.р} = \frac{F_{сж.р}}{2 \pi r_{10} l_{10} n_{10}} = \frac{4\,151\,388}{2 \pi \cdot 360 \cdot 112,5} = 14,3$$

или при $\sigma_{сж, р. д} = 15$ МПа; $\frac{14,3}{15} \cdot 100 = 95\%$ допустимого.

Напряжение сжатия на прокладках обмотки НН, МПа, рис. 8.13, б:

$$\sigma_{сж, НН} = \frac{F_{сж, НН}}{n_{п, НН} a_1 b_{п, НН}} = \frac{646\,000}{12 \cdot 48,6 \cdot 60} = 18,6$$

или при $\sigma_{сж, д} = 20$ МПа; $\frac{18,6}{20} \cdot 100 = 93\%$ допустимого.

Расчет температуры нагрева обмоток при КЗ (по § 8.6).

Температура обмотки через $t_k = 4$ с после возникновения КЗ

$$\theta_k = \frac{670 t_k}{5,5 \left(\frac{u_k}{J} \right)^2 - t_k} = \frac{670 \cdot 4}{5,5 \left(\frac{7,58}{1,849} \right)^2 - 4} + 90 = 120^\circ \text{С},$$

что ниже допустимой температуры для алюминиевых обмоток $\theta_{к, д, А} = 200^\circ \text{С}$ (табл. 8.3).

Время достижения температуры 200°С

$$0,79 \left(\frac{u_k}{J} \right)^2 = 0,79 \left(\frac{7,58}{1,849} \right)^2 = 13,2 \text{ с.}$$

19.2.5. РАСЧЕТ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ И ХАРАКТЕРИСТИК ХОЛОСТОГО ХОДА

Определение размеров и массы магнитопровода (по § 9.2).

Выбираем трехстержневую конструкцию магнитной системы с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми — на среднем. Прессовку стержня осуществляем бандажами из стеклоленты, ярм — полубандажами, проходящими вне активной стали. Сталь марки 3405 (0,3 мм).

Расстояние между осями обмоток, см (рис. 9.2),

$$A = D_2' + a_{22} = 63,16 + 3,0 = 66,16, \text{ принимаем } 67 \text{ см.}$$

Выписываем из табл. 9.1 сечения стержня и ярма и объем угла:

$$P_{ф, с} = 829 \text{ см}^2; \quad P_{ф, я} = 837 \text{ см}^2; \\ h_{я} = 32,5 \text{ см}; \quad V_y = 23,9 \text{ дм}^3,$$

определяем высоту окна, см,

$$H = H_0 + h_0' + h_0'' = 123 + 7,5 + (7,5 + 4,5) = 142,5, \text{ принимаем } 143 \text{ см.}$$

Масса угла, кг (рис. 9.1, а),

$$M_y = V_y \kappa_3 \gamma_{ст} = 23,9 \cdot 0,96 \cdot 7,65 = 175,5.$$

Масса стержней, кг (1 на рис. 9.1, а),

$$M_c = c P_{с \kappa_3} (H + h_{я}) \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - 3 M_y = 3 \cdot 829 \cdot 0,96 (143 + 32,5) 7,65 \times \\ \times 10^{-3} - 3 \cdot 175,5 = 2679.$$

Масса ярм, кг (2 на рис. 8.1, а),

$$M_{я} = 1/2 \kappa_3 \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} \cdot 1 M_{я} = 1 \cdot 837 \cdot 0,96 \cdot 67 \cdot 7,65 \cdot 10^{-3} - \\ - 4 \cdot 175,5 = 1004.$$

Масса стали магнитопровода, кг,

$$M_{ст} = M_c + M_{я} + 6 M_y = 2679 + 1004 + 6 \cdot 175,5 = 4735.$$

Расчет потерь ХХ (по п. 9.3.1)

$$B_c = 1,65 \text{ Тл}; \quad B_{я} = B_c \frac{P_c}{P_{я}} = 1,65 \frac{829}{837} = 1,63 \text{ Тл.}$$

Среднее значение индукции в углах возьмем равным индукции в стержне

$$B_y = 1,65 \text{ Тл.}$$

Из табл. 9.2 находим значения удельных потерь и из табл. 9.3 коэффициенты увеличения потерь для углов с прямыми и косыми стыками:

$$p_c = 1,260 \text{ Вт/кг}; \quad p_{я} = 1,216 \text{ Вт/кг}; \quad \kappa_{пр} = 2,54; \quad \kappa_k = 1,67.$$

Потери в магнитопроводе, Вт,

$$P_0 = \kappa_1 \left[M_c p_c + M_{я} p_{я} + M_y \frac{p_c + p_{я}}{2} \cdot (n_{пр} \kappa_{пр} + n_k \kappa_k) \right]^2 = \\ = 1,1 \left[2679 \cdot 1,260 + 1004 \cdot 1,216 + 175,5 \frac{1,260 + 1,288}{2} \times \right. \\ \left. \times (2 \cdot 2,54 + 4 \cdot 1,67) \right] = 7948.$$

Потери получились больше, чем по ГОСТ 11920-85 на $\frac{7948 - 7600}{7600} = 4,5\%$, что допустимо (табл. 6.1).

Расчет тока ХХ (по п. 9.3.2)

Средняя индукция в косом стыке, Тл,

$$B_{с, к} = \frac{B_c + B_{я}}{2 \sqrt{2}} = \frac{1,65 + 1,63}{2 \sqrt{2}} = 1,16.$$

Из табл. 9.2 находим значения удельных намагничивающих мощностей стержней, ярм, прямого и косого стыков и из табл. 9.3 — коэффициенты увеличения намагничивающей мощности для углов с прямыми и косыми стыками:

$$q_c = 1,840 \text{ В} \cdot \text{А/кг}; \quad q_{я} = 1,710 \text{ В} \cdot \text{А/кг}; \quad q_{з, к} = 0,298 \text{ В} \cdot \text{А/см}^2; \\ q_{с, к} = 2,240 \text{ В} \cdot \text{А/см}^2; \quad q_{з, я} = 2,112 \text{ В} \cdot \text{А/см}^2; \quad \kappa'_{пр} = 13,1; \quad \kappa'_k = 2,68.$$

$$Q_x = \kappa_2 \left[M_c q_c + M_{я} q_{я} + M_y \frac{q_c + q_{я}}{2} (n_{пр} \kappa'_{пр} + n_k \kappa'_k) + n_{з, с} q_{з, с} P_{с} + \right. \\ \left. + n_{з, я} q_{з, я} P_{я} + n_{з, к} \sqrt{2} \frac{P_c + P_{я}}{2} q_{з, к} \right] = 1,65 \left[2679 \cdot 1,84 + 1004 \times \right.$$

$$\times 1,71 + 175,5 \frac{1,84 + 1,71}{2} (2 \cdot 13,1 + 4 \cdot 2,31) + 2 \cdot 2,112 \cdot 837 + \\ + 2,24 \cdot 829 + 4 \sqrt{2} \frac{829 + 837}{2} 0,298] = 40\,390 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Относительное значение тока ХХ, %.

$$i_0 = \frac{Q_0}{10S} = \frac{40\,390}{10 \cdot 6300} = 0,64.$$

Относительное значение активной составляющей тока ХХ, %.

$$i_{0a} = \frac{P_0}{10S} = \frac{7948}{10 \cdot 6300} = 0,126.$$

Относительное значение реактивной составляющей тока ХХ, %.

$$i_{0p} = \sqrt{i_0^2 - i_{0a}^2} = \sqrt{0,64^2 - 0,126^2} = 0,63.$$

Ток ХХ получился больше на $\frac{0,64 - 0,6}{0,6} 100 \approx 6,7\%$, что допустимо (табл. 6.1).

19.2.6. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ПРИ НОМИНАЛЬНОЙ НАГРУЗКЕ

Расчет проводится в соответствии с § 9.4. Принимаем $\cos \varphi = 1$, что допустимо.

$$\eta_0 = \frac{S \cdot 100}{S + P_k + P_0} = \frac{6300 \cdot 100}{6300 + 46,790 + 7,948} = 99,29\%.$$

19.2.7. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА

Тепловой расчет обмоток (по п. 9.2.1).

Удельная тепловая нагрузка обмоток: обмотки НН, Вт/м².

$$q_{\text{НН}} = \frac{35,6 I_{\text{кат, НН}} \omega_{\text{кат, НН}} J_{\text{НН}} K_{\text{д, НН}}}{K_{\text{зак, НН}} Pr_{\text{кат, НН}}} = \frac{35,6 \cdot 200 \cdot 6 \cdot 1,777 \cdot 1,046}{0,64 \cdot 130,2} = 953,$$

коэффициент закрытия поверхности катушки

$$K_{\text{зак, НН}} = 1 - \frac{2b_{\text{н, НН}} n_{\text{н, НН}}}{\pi(D_1' + D_1'')} = 1 - \frac{2 \cdot 6 \cdot 8}{(37,5 + 47,22)} = 0,64,$$

периметр одной катушки, мм,

$$Pr_{\text{кат, НН}} = 2(a_1 + b') = 2(48,6 + 16,5) = 130,2,$$

обмотки ВН, Вт/м²,

$$q_{\text{ВН}} = \frac{35,6 I_{\text{кат, ВН}} \omega_{\text{кат, ВН}} J_{\text{ВН}} K_{\text{д, ВН}}}{K_{\text{зак, ВН}} Pr_{\text{кат, ВН}}} = \frac{35,6 \cdot 104 \cdot 13 \cdot 1,849 \cdot 1,054}{0,6 \cdot 138,4} = 1130,$$

коэффициент закрытия поверхности катушки

$$K_{\text{зак, ВН}} = 1 - \frac{2b_{\text{н, ВН}} n_{\text{н, ВН}}}{\pi(D_2' + D_2'')} = 1 - \frac{2 \cdot 6 \cdot 12}{(52,62 + 63,16)} = 0,6,$$

периметр одной катушки, мм,

$$Pr_{\text{кат, ВН}} = 2(a_2 + b') = 2(52,7 + 16,5) = 138,4.$$

Превышение температуры обмоток над температурой масла: обмотки НН, °С (внутренней) (табл. 10.4),

$$\Theta_{\text{о, м, НН}} = 0,41 q_{\text{НН}}^{0,6} = 0,41 \cdot 953^{0,6} = 25,$$

обмотки ВН, °С (внешней) (табл. 10.5),

$$\Theta_{\text{о, м, ВН}} = 0,358 \cdot q_{\text{ВН}}^{0,6} = 0,358 \cdot 1130^{0,6} = 24,5.$$

Определяем размеры бака и поверхность охлаждения бака и крышки.

Находим ширину бака, см,

$$B_6 = D_2'' + 2a_{\text{и, б}} = 63,16 + 2 \cdot 12 = 87,16 \approx 88,$$

где D_2'' — наружный диаметр внешней обмотки; $a_{\text{и, б}}$ — изоляционное расстояние от внешней обмотки до стенки бака (табл. 10.7).

Определяем длину бака, см,

$$A_6 = 2A + B_6 = 2 \cdot 67 + 88 = 222,$$

где A — расстояние между осями стержней магнитопровода.

Определяем глубину бака, см,

$$H_6 = H + 2h_{\text{я}} + h_{\text{я, к}} = 143 + 2 \cdot 32,5 + 50 = 258,$$

где H — высота окна; $h_{\text{я}}$ — высота ярма; $h_{\text{я, к}}$ — сумма расстояний от магнитопровода до дна и крышки бака (табл. 10.7).

Поверхность гладкого овального бака и крышки, м²,

$$P_6 = [2(A_6 - B_6) + \pi B_6] H_6 \cdot 10^{-4} = \\ = [2(222 - 88) + \pi \cdot 88] 258 \cdot 10^{-4} = 14,$$

$$P_{\text{кр}} = [2AB_6 + \pi B_6^2/4] \cdot 10^{-4} = [2 \cdot 67 \cdot 88 + \pi \cdot 88^2/4] 10^{-4} = 1,8.$$

Определяем допустимое среднее превышение температуры масла над воздухом из условия, чтобы температура наиболее нагретой катушки обмоток превышала температуру воздуха не более, чем допускает ГОСТ 11677-85, т. е.

$$\Theta_{\text{м, в}} \leq 65^\circ \text{С} - \Theta_{\text{о, м}} = 65 - 25 = 40^\circ \text{С}.$$

Для этого превышения температуры по (10.5) определяем превышение температуры масла в верхних слоях:

$$\Theta_{\text{м, в, в}} = 1,2\Theta_{\text{м, в}} + \Theta_{\text{м}} = 1,2 \cdot 40 + 6 = 54^\circ \text{С},$$

ниже допустимой $\Theta_{\text{м, в, в, д}} = 60^\circ \text{С}.$

Определяем поправку:

$$\Theta_m = (\alpha_n - 0,48)/0,03 = (0,653 - 0,48)/0,03 = 5,8 \approx 6^\circ \text{ C};$$

$$\alpha_n = \frac{H + 2h_n + n_{ар}}{2H_n - H_{о.р} - 30} = \frac{143 + 2 \cdot 32,5 + 5}{2 \cdot 273 - 160 - 30} = 0,653.$$

По табл. 10.6 определяем $q_6 = 550 \text{ Вт/м}^2$.

Потери, отводимые с поверхности бака, Вт,

$$Q_6 = q_6 (P_6 + 0,75 P_{кр}) = 550 (14 + 0,75 \cdot 1,8) = 8442.$$

Потери, отводимые с поверхности радиаторов, Вт,

$$Q_p = P_0 + P_k - Q_6 = 7948 + 46\,790 - 8735 = 46\,003.$$

Необходимая площадь радиаторов, м^2 ,

$$P_p = \frac{Q_p}{q_6} = \frac{46\,003}{550} = 83,6.$$

По табл. 10.8 выбираем два радиатора $H_p = 1795 \text{ мм}$; $H_{о.р} = 1600 \text{ мм}$; с девятью рядами труб $P_p = 44,89 \text{ м}^2$; $M_p = 467 \text{ кг}$;
 $M_{м.р} = 269 \text{ кг}$.

Уточняем q_6 , Вт/м^2 ,

$$q_6 = \frac{P_0 + P_k}{P_6 + 0,75 P_{кр} + 2 P_p} = \frac{7948 + 46\,790}{14 + 0,75 \cdot 1,8 + 2 \cdot 44,89} = 520.$$

По табл. 10.6 находим $\Theta_{м.в} = 39^\circ \text{ C}$.

Определяем превышение температуры обмоток над воздухом:
обмотки НН

$$\Theta_{о.в.НН} = \Theta_{о.м.НН} + \Theta_{м.в} = 25 + 39 = 64^\circ \text{ C},$$

обмотки ВН

$$\Theta_{о.в.ВН} = \Theta_{о.м.ВН} + \Theta_{м.в} = 24,5 + 39 = 63,5^\circ \text{ C},$$

что близко к допустимой $\Theta_{о.в.д} \leq 65^\circ \text{ C}$.

19.2.8. РАСЧЕТ МАССЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Масса активной части, кг,

$$M_{а.ч} = 1,2 (M_{пр} + M_{ст}) = 1,2 (1106 + 4735) = 7010.$$

Масса провода, кг,

$$M_{пр} = 1,06 (M_{А.НН} + 1,05 M_{А.ВН} + M_{отв.НН} + M_{отв.ВН}) = \\ = 1,06 (436 + 1,05 \cdot 572 + 5,2 + 1,4) = 1106.$$

Масса бака с радиаторами, кг,

$$M_{б.ст} = \gamma_{ст} V_{б.ст} + 2 M_p = 7850 \cdot 0,176 + 2 \cdot 467 = 2316.$$

$$V_{б.ст} = P_{б.ст} \delta_{ст} = 17,6 \cdot 0,01 = 0,176 \text{ м}^3,$$

$$\sum P_{бакв} = P_6 + P_{кр} + P_d = 14,0 + 1,8 + 1,8 = 17,6 \text{ м}^2,$$

$\delta_{ст}$ — толщина стали бака 10 мм,

P_d — площадь дна равна $P_{кр} = 1,8 \text{ м}^2$.

Полная масса масла, кг,

$$M_m = 1,05 [0,9 (V_6 - V_{а.ч}) + M_{м.р}] \cdot 10^3 = \\ = 1,05 [0,9 (4,64 - 1,4) + 2 \cdot 0,269] \cdot 10^3 = 3626,$$

$$V_6 = P_d H_6 = 1,8 \cdot 2,58 = 4,64 \text{ м}^3,$$

$$V_{а.ч} = M_{а.ч} / \gamma_{а.ч} = 7010 / 5000 = 1,4 \text{ м}^3.$$

Масса трансформатора, кг,

$$M_{тр} = M_{а.ч} + M_6 + M_m = 7010 + 2316 + 3626 = 12\,952.$$

После проведения расчета заполняется таблица.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тихомиров П. М. Расчет трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Дымков А. М. Расчет и конструирование трансформаторов. М.: Высшая школа, 1971.
3. Аншин В. Ш., Худяков З. И. Сборка трансформаторов и их магнитных систем. М.: Высшая школа, 1985.
4. Голунов А. М., Мазур А. Л. Вспомогательное оборудование трансформаторов. М.: Энергия, 1978.
5. Каганович Е. А., Райхлин И. М. Испытание трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А и напряжением до 35 кВ. М.: Энергия, 1980.
6. Филиппин В. Я., Туткевич А. С. Монтаж силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1981.

Предисловие	3
Введение	4
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСФОРМАТОРАХ ..	8
Глава первая. Общие вопросы проектирования трансформаторов	8
1.1. Устройство силового трансформатора	8
1.2. Классификация трансформаторов	12
1.3. Условные обозначения трансформаторов	16
1.4. Стандартизация в трансформаторостроении	19
1.5. Общие вопросы проектирования трансформаторов	22
Глава вторая. Материалы, применяемые в трансформаторостроении ..	26
2.1. Основные материалы	26
2.2. Вспомогательные материалы	33
ЧАСТЬ ВТОРАЯ. КОНСТРУКЦИЯ АКТИВНОЙ ЧАСТИ ТРАНС- ФОРМАТОРОВ	35
Глава третья. Конструкция магнитных систем трансформаторов	35
3.1. Классификация магнитных систем трансформаторов	35
3.2. Способы прессовки стержней и ярм	40
3.3. Выбор марки электротехнической стали	47
3.4. Выбор индукции магнитной системы	51
Глава четвертая. Конструкция обмоток трансформаторов	52
4.1. Основные типы обмоток	52
4.2. Конструкции цилиндрических обмоток: простой, многослойной, многослойной из фольги	56
4.3. Конструкции винтовых обмоток: одноходовой, многоходовой, из транспонированного провода	59
4.4. Конструкции непрерывных катушечных обмоток: простой, переплетенной, с переплетением катушек, из подразделенного провода ..	62
4.5. Специальные обмотки	66
4.6. Конструкции прессующих устройств	71
Глава пятая. Изоляция трансформаторов	75
5.1. Классификация изоляции трансформаторов	75
5.2. Требования, предъявляемые к изоляции трансформатора	76
5.3. Основные типы изоляционных конструкций	79
5.4. Методика выбора размеров изоляции трансформатора	82
5.5. Методы испытания изоляции	85
5.6. Емкостная защита трансформаторов	87
ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ. РАСЧЕТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА	93
Глава шестая. Общие вопросы расчета трансформатора	93
6.1. Выбор исходных данных для расчета	93
6.2. Задание на проект и схема расчета трансформатора	97
6.3. Расчет основных электрических величин	98
6.4. Закон роста мощности	100
6.5. Определение основных размеров трансформатора	101
6.6. Пример расчета. Трансформатор типа ТМ—1000/35	105
Глава седьмая. Расчет обмоток	107
7.1. Общая схема расчета обмоток	107
7.2. Расчет цилиндрических обмоток	109
7.3. Расчет винтовых обмоток	115
7.4. Расчет непрерывных обмоток	116
7.5. Пример расчета. Расчет обмоток (продолжение примера расчета § 6.6) ..	118

Глава восьмая. Расчет характеристик короткого замыкания и стой- кости обмоток при коротком замыкании	120
8.1. Общие сведения	120
8.2. Определение потерь короткого замыкания	133
8.3. Определение механических сил в обмотках	139
8.4. Пример расчета. Расчет параметров короткого замыкания (продолжение примера расчета § 7.5)	148
Глава девятая. Расчет магнитной системы трансформатора	151
9.1. Нормализованные сечения стержней и ярм	151
9.2. Определение размеров и массы магнитопровода	154
9.3. Характеристики холостого хода	157
9.4. Расчет коэффициента полезного действия трансформатора при номинальной нагрузке	162
9.5. Пример расчета. Расчет магнитной системы (продолжение приме- ра расчета по § 8.4)	163
Глава десятая. Тепловой расчет трансформатора	165
Глава одиннадцатая. Масса трансформатора	178
ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ. КОНСТРУКЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАНС- ФОРМАТОРОВ	181
Глава двенадцатая. Конструкция баков и вспомогательных уст- ройств	181
12.1. Баки трансформаторов	181
12.2. Системы охлаждения	184
12.3. Защитные устройства	188
12.4. Устройство управления и контроля системы охлаждения	199
Глава тринадцатая. Комплектность трансформатора	202
Глава четырнадцатая. Вводы масляных трансформаторов	203
14.1. Конструкции вводов классов напряжения до 35 кВ	203
14.2. Конструкции маслонеполненных вводов классов напряжения 110 кВ и выше	208
Глава пятнадцатая. Переключатели и отводы обмоток	212
15.1. Требования, предъявляемые к конструкции переключателей	212
15.2. Конструкция отводов	220
Глава шестнадцатая. Испытание трансформаторов	223
16.1. Правила приемки трансформаторов	223
16.2. Виды и назначение испытаний	224
Глава семнадцатая. Способы транспортировки трансформаторов ..	226
17.1. Демонтаж и отправка трансформаторов с завода-изготовителя ..	226
17.2. Транспортировка трансформаторов по железной дороге	229
17.3. Безрельсовая транспортировка трансформаторов	232
Глава восемнадцатая. Некоторые перспективы развития трансфор- маторостроения	235
18.1. Технические решения при разработке трансформатора ТЦ— 666000/500—У4	235
18.2. Автоматизированное проектирование трансформаторов	239
ЧАСТЬ ПЯТАЯ. КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ	242
Глава девятнадцатая. Расчетно-пояснительная записка	242
19.1. Задание на проектирование трансформатора ТМ—6300/35	242
19.2. Расчетная часть проекта	243
Список литературы	255

50к.